

Plataforma Off-shore com Turbina Eólica

Simulação e Controlo

Celso Augusto Timas Pinto Monteiro

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Mecânica

Júri

Presidente: Prof. João Rogério Caldas Pinto

Orientador: Prof. José Manuel Gutierrez Sá da Costa

Vogal: Prof. Duarte Pedro Mata de Oliveira Valério

Novembro de 2013

A melhor forma de nos libertarmos de um problema é resolvê-lo.

Brendan Francis

Este trabalho reflete as ideias dos seus
autores que, eventualmente, poderão não
coincidir com as do Instituto Superior Técnico.

Agradecimentos

Na impossibilidade de nomear todos aqueles que contribuíram para a realização deste trabalho, não posso deixar de expressar a minha gratidão:

Ao meu Orientador, Professor Doutor José Manuel Gutierrez Sá da Costa, o grande responsável pela minha decisão de fazer a dissertação na área de controlo e por quem nutro um grande apreço e admiração.

Ao Instituto Superior Técnico, onde me formei, em especial ao Laboratório de Controlo, Automação e Robótica e os seus funcionários.

Ao Tiago Duarte, doutorando em engenharia mecânica pelo Instituto Superior Técnico, pela atenção, ensinamentos e disponibilidade.

Aos meus colegas do "Buraco": Walter, Yannick, Isaías, Marta, Sargo, Joaquim, David, Chaveiro, Viegas e Vitor pelos momentos e conhecimentos partilhados.

E, por fim, à minha família e aos meus amigos pelo carinho, apoio, paciência e compreensão inesgotáveis.

Abstract

The aim of this work is to simulate and control the platform of a floating wind turbine. The floating wind turbine consists in a semi-submersible type platform, called DeepCwind and a 5 MW wind turbine, called NREL offshore 5-MW baseline wind turbine. It is described the physical model and the theoretical model of the floating wind turbine. Also it is described the wind and sea state that was used for simulation purposes. The non linear model of the floating wind turbine was simulated using FAST as emulator in order to understand the platform motions. To develop the controllers, linear models from the non linear model were obtained by applying system identification techniques and by using the linearization module from FAST. The linear models were compared and only one linear model was chosen to develop the controllers. The linear model was simplified, and it was possible to change the multidimensional problem of the platform in to a bi-dimensional problem, consisting of the platform pitch. Two controllers have been designed for the platform pitch, one proportional-integral-derivative (PID) controller and one state space pole placement controller. The controlled simulation of the non linear model, in various environmental conditions, has demonstrated the good performance of both controllers. It was possible to fulfil the requirements of the controlled system, which was to ensure that the system should avoid resonance and to guarantee a null platform pitch in order to maintain perpendicularity of the rotor plane to wind direction.

Keywords: Offshore, DeepCwind, NREL offshore 5-MW baseline wind turbine, pitch, PID, pole placement.

Resumo

O objetivo deste trabalho é o de simular e controlar a plataforma de um aerogerador flutuante. Este aerogerador flutuante consiste numa plataforma do tipo semi-submersível, nomeadamente o DeepCwind acoplado a um aerogerador de 5 MW, mais especificamente o *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine*. Descreve-se o modelo físico do aerogerador flutuante, a formulação teórica a ele subjacente, bem como a caracterização dos diferentes estados do vento e do mar utilizados para simulação. O modelo não linear do aerogerador flutuante foi simulado, utilizando o FAST como emulador do aerogerador flutuante, para condições ambientais determinísticas, por forma a compreender a dinâmica associada à plataforma. Modelos lineares foram obtidos, por linearização do modelo não linear, aplicando técnicas de identificação de sistemas e utilizando o módulo de linearização do simulador FAST. Estes modelos foram posteriormente comparados, utilizando um único modelo para síntese de controladores. Controladores esses, desenvolvidos com base num modelo linear simplificado que consiste no *pitch* da plataforma, transformando o problema global da plataforma num problema bidimensional. Projetou-se um controlador proporcional-integral-derivativo (PID) e um controlador em espaço de estados por colocação de pólos. A simulação do modelo não linear, com o controlo do *pitch* da plataforma, para diferentes condições ambientais, demonstrou o bom desempenho dos controladores. Foi possível com ambos os controladores garantir os requisitos do sistema controlado, em que se exigia que se evitasse ressonâncias e em que o *pitch* da plataforma fosse nulo, por forma a garantir a perpendicularidade do plano das pás (plano do rotor) do aerogerador em relação à direção do vento.

Palavras chave: *offshore*, DeepCwind, *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine*, *pitch*, PID, colocação de pólos.

Índice

Agradecimentos	v
Abstract	vii
Resumo	ix
Índice	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xix
Lista de Acrónimos	xxi
Lista de Variáveis	xxiii
Lista de Traduções	xxvii
1 Introdução	1
1.1 Energia Eólica <i>Offshore</i>	1
1.1.1 Classificação de Aerogeradores <i>Offshore</i>	2
1.1.2 Energia Eólica <i>Offshore</i> na Europa	4
1.2 Aerogerador Flutuante	5
1.3 Ferramentas Computacionais	6
1.4 Objetivos da Dissertação	7
1.5 Resultados Obtidos	7
1.6 Estrutura da Dissertação	7
2 Descrição do Aerogerador Flutuante	11
2.1 Descrição da plataforma	11
2.1.1 Sistemas de Coordenadas da Plataforma	13
2.1.2 Sistema de Controlo da Plataforma	14
2.2 Descrição do Conjunto Torre-Aerogerador	15
2.2.1 Sistemas de Coordenadas do Conjunto Torre-Aerogerador	20

2.2.2	Sistema de Controlo do Aerogerador	21
3	Simuladores Computacionais	25
3.1	Simulador FAST	25
3.2	Simulador WAMIT®	27
3.3	Simulador TurbSim	27
4	Modelo Dinâmico Não Linear do Aerogerador Flutuante	29
4.1	Modelo Dinâmico	29
4.1.1	Equação do Movimento	29
4.1.2	Modelo Hidrodinâmico	30
4.1.3	Modelo Aerodinâmico	33
4.2	Modelo do Estado do Vento e Mar	36
4.2.1	Modelo do Estado de Vento	36
4.2.2	Modelo do Estado do Mar	38
4.3	Modelo Equivalente do Aerogerador Flutuante	39
5	Simulação do Modelo Não Linear do Aerogerador Flutuante	41
5.1	Grelha de Simulações	41
5.2	Simulação 1	42
5.3	Simulação 2	42
5.4	Simulação 3	44
5.5	Simulação 4	44
5.6	Conclusões	45
6	Linearização do Modelo Dinâmico do Aerogerador Flutuante	47
6.1	Método do Decremento Logarítmico	47
6.2	Módulo de Linearização do FAST	49
6.3	Modelo Linear da Plataforma	50
6.3.1	Modelo Linear com Base no Método do Decremento Logarítmico	51
6.3.2	Modelo Linear com Base no Módulo de Linearização do FAST	58
6.3.3	Comparação dos Modelos	58
7	Síntese de Controladores	61
7.1	Simplificação do Modelo Linear	61
7.2	Requisitos do Sistema Controlado	63
7.3	Integração do Controlador ao Aerogerador Flutuante	63
7.4	Controlo Clássico	63
7.4.1	Simulações do Modelo Não Linear Controlado por Controlador PID	64
7.4.2	Conclusões	67
7.5	Controlo em Espaço de Estados por Colocação de Pólos	68

7.5.1	Simulações do Modelo Controlado em Espaço de Estados	69
7.5.2	Conclusões	72
7.6	Conclusões	73
8	Conclusões	75
8.1	Trabalhos Futuros	76
	Bibliografia	77
	Anexo	79
A	FAST: Ficheiros de Entrada	81
A.1	Ficheiro Principal (fst)	81
A.2	Ficheiro da Plataforma (dat)	84
A.3	Ficheiro das Pás (dat)	85
A.4	Ficheiro da Torre (dat)	86
A.5	Ficheiro de Linearização (dat)	87
A.6	Ficheiro de Vento (wnd)	87
B	Resultados da Simulação do Modelo Não Linear	89
B.1	Resultados da Simulação 1	89
B.2	Resultados da Simulação 2	91
B.3	Resultados da Simulação 3	92
B.4	Resultados da Simulação 4	93
C	Resultados da Simulação do Sistema Controlado	95
C.1	Resultados do Sistema Controlado em Função Transferência	95
C.1.1	Resultados para Condições Determinísticas	95
C.1.2	Resultado para Condições Não Determinísticas	96
C.2	Resultados do Sistema Controlado em Espaço de Estados	97
C.2.1	Resultados para Condições Determinísticas	97
C.2.2	Resultado para Condições Não Determinísticas	97

Lista de Figuras

1.1	Total anual e acumulado de energia eólica <i>offshore</i> (MW) na Europa 1993 - 2012. Fonte: referência[1].	2
1.2	a) Transição para <i>offshore</i> , b) Estruturas para águas pouco profundas, c) Estrutura para águas de transição e, d) Estruturas para águas profundas. Fonte: modificada da referência [17].	3
1.3	a) Total produzido por cada um dos 10 países (MW). b) Total de aerogeradores instalados por país. Fonte: modificada da referência [1].	4
1.4	Principais tipos de estrutura utilizados pela Europa. Fonte: referência [1].	4
1.5	Principais fornecedores de aerogeradores à Europa. Fonte: referência [1].	5
1.6	Fluxograma de simulação do código FAST. Fonte: referência [2].	6
2.1	DeepCwind - Modelo físico. Fonte: referência [20].	12
2.2	DeepCwind - Nível de água nas colunas. Fonte: modificada da referência [20].	12
2.3	DeepCwind - Sistema de coordenadas.	14
2.4	DeepCwind - Esquema do mecanismo de balastro ativo.	15
2.5	DeepCwind - Esquema do mecanismo de propulsão.	15
2.6	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Principais componentes.	16
2.7	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedade estrutural distribuída das pás - Rigidez. Fonte: referência [11].	17
2.8	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedade estrutural distribuída da torre - Rigidez. Fonte: referência [20].	19
2.9	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Curva velocidade - torque do gerador. Fonte: referência [11].	20
2.10	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Sistema de coordenadas.	21
2.11	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Fluxograma do sistema de controlo. Fonte: referência [11].	22
3.1	FAST: Representação dos 22 graus de liberdade (GDL). Cortesia de Tiago Duarte.	26
3.2	WAMIT: Coordenadas globais, coordenadas do corpo rígido e direção da onda. Fonte: referência [13].	27
3.3	Vectores de velocidade do vento em cada rede. Fonte: referência [6].	28

4.1	Massa adicionada e amortecimento da plataforma DeepCwind.	31
4.2	Sistema de amarrações catenárias. Fonte: modificada da referência [16].	33
4.3	Blade Element Momentum (BEM) - plano anelar. Fonte: referência [15].	34
4.4	BEM - perfil alar dos elementos, velocidades e ângulos de escoamento. Fonte: modificada da referência [15].	34
4.5	BEM - Forças aerodinâmicas. Fonte: modificada da referência [15].	35
4.6	Esquema de parâmetros do modelo de influência da torre. Fonte: referência [15].	36
4.7	Espetro de Kaimal para as diferentes velocidades médias do estado do vento não nulo. . .	37
4.8	Espetro de Joint North Sea Wave Project (JONSWAP) para os diferentes estados de mar periódicos.	39
4.9	Esquema do modelo equivalente do aerogerador flutuante.	39
5.1	Simulação 1 - Translações e rotações da plataforma.	43
5.2	Simulação 2 - Translações e rotações da plataforma.	43
5.3	Simulação 3 - Translações e rotações da plataforma.	44
5.4	Simulação 4 - Translações e rotações da plataforma.	45
6.1	Resposta de um sistema amortecido sujeito a vibração livre. Fonte: referência [19].	48
6.2	Surge - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.	52
6.3	Sway - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.	53
6.4	Yaw - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.	54
6.5	Heave - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.	55
6.6	Roll - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.	56
6.7	Pitch - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.	57
7.1	Problema a duas dimensões resultante da simplificação do modelo linear.	62
7.2	Escala de ressonância (EM - estado de mar).	63
7.3	Integração do controlador ao aerogerador flutuante.	63
7.4	Controlo PID de um processo.	64
7.5	<i>Pitch</i> da plataforma para condições ambientais idênticas às das simulações 2, 3 e 4.	65
7.6	<i>Pitch</i> da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 11.7 m/s.	66
7.7	<i>Pitch</i> da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 25 m/s.	67

7.8	Controlo em espaço de estados - regulador com efeito integrativo.	69
7.9	<i>Pitch</i> da plataforma para condições ambientais idênticas às das simulações 2, 3 e 4.	70
7.10	<i>Pitch</i> da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 11.7 m/s.	71
7.11	<i>Pitch</i> da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 25 m/s.	72
B.1	Simulação 1 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre. .	90
B.2	Simulação 2 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre. .	91
B.3	Simulação 3 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre. .	92
B.4	Simulação 4 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre. .	93
C.1	Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de simulação idênticas às simulações 2, 3 e 4	95
C.2	Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 11.7 m/s e diferentes estados de mar irregulares.	96
C.3	Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 25 m/s e diferentes estados de mar irregulares.	96
C.4	Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de simulação idênticas às simulações 2, 3 e 4	97
C.5	Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 11.7 m/s e diferentes estados de mar irregulares.	97
C.6	Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 25 m/s e diferentes estados de mar irregulares.	98

Lista de Tabelas

2.1	DeepCwind - Propriedades Geométricas. Fonte: referência [20].	13
2.2	DeepCwind - Propriedades Estruturais. Fonte: referência [20].	13
2.3	DeepCwind - Propriedades das amarrações. Fonte: referência [20].	13
2.4	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedades gerais. Fonte: referência [11].	16
2.5	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedades estruturais não distribuída das pás. Fonte: referência [11].	17
2.6	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedade aerodinâmica das pás. Fonte: referência [11].	18
2.7	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedades gerais do <i>Hub</i> e <i>Nacelle</i> . Fonte: referência [11].	18
2.8	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedades do sistema de veios e engrenagens. Fonte: referência [11].	19
2.9	<i>NREL offshore 5-MW baseline wind turbine</i> - Propriedades estruturais não distribuída da torre. Fonte: referência [20].	19
4.1	Estados de mar periódicos	38
5.1	Grelha de simulações do modelo não linear.	41
5.2	Simulação do modelo não linear - variáveis dos ficheiros de entrada do simulador.	42
6.1	Surge - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.	51
6.2	Sway - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.	53
6.3	Yaw - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.	54
6.4	Heave - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.	55
6.5	Roll - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.	56
6.6	Pitch - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.	57
6.7	Valores próprios do modelo linear obtido pelo FAST.	59
6.8	Valores próprios dos modelos lineares.	59
7.1	Comparação do desempenho dos controladores para condições determinísticas.	73
7.2	Comparação do desempenho dos controladores para condições não determinísticas - vento irregular de média 11.7 m/s.	74

7.3	Comparação do desempenho dos controladores para condições não determinísticas - vento irregular de média 25 m/s.	74
-----	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Lista de Acrónimos

BEM Blade Element Momentum

CB coluna base

CM center of mass

CP coluna principal

CT coluna de topo

DEE densidade espectral de energia

DOWEC Dutch Offshore Wind Energy Converter

EQM erro quadrático médio

GDL graus de liberdade

JONSWAP Joint North Sea Wave Project

NREL National Renewable Energy Laboratory

OC3 Offshore Code Comparison Collaboration

OC4 Offshore Code Comparison Collaboration Continuation

PI proporcional-integral

PID proporcional-integral-derivativo

RBG ruído branco Gaussiano

RECOFF Recommendations for Design of Offshore Wind Turbines

SWL still water level

WindPACT Wind Partnerships for Advanced Component Technology

Lista de Variáveis

a	– Fator de indução axial
a'	– Fator rotacional ou tangencial de indução
A_{ij}	– Matriz hidrodinâmica de massa adicionada
A_{ss}	– Matriz de estado
B	– Número de pás
B_{dss}	– Matriz de perturbação de entrada
B_{ss}	– Matriz de ação de controle
c	– Comprimento da corda
C_a	– Matriz de amortecimento
C_d	– Coeficiente de arrasto
$C_{(ij)}^{Hydrostatic}$	– Componente (i, j) da matriz dos coeficientes lineares de reposição hidrostática
$C_{(ij)}^{Lines}$	– Componente (i, j) da matriz dos coeficientes lineares de reposição das amarras
C_l	– Coeficiente de sustentação
C_{ss}	– Matriz de estado de saída
D_{dss}	– Matriz de entrada da perturbação do vento
dQ	– Torque no elemento
dr	– Largura da região anelar
$DspC$	– Matriz de saída dos deslocamentos
D_{ss}	– Matriz de transmissão direta das ações de controle
dT	– Impulso no elemento
F	– Fator de escala
f	– Função força
F_d	– Matriz de perturbação do vento
F_r	– Forças ativas
F_r^*	– Forças de inércia

F_r^{Hydro}	–	Força Hidrodinâmica sob a plataforma
$F_r^{Hydrostatic}$	–	Força resultante do problema da hidrostática
F_r^{Lines}	–	Força das amarrações sob a plataforma
$F_r^{Lines,0}$	–	Força correspondente à pré-tensão nos cabos de amarração
$F_r^{Platform}$	–	Força total sob a plataforma
$F_r^{Radiation}$	–	Força resultante do problema de radiação
F_u	–	Matriz das ações de controlo
F_r^{Waves}	–	Força resultante do problema da difração
g	–	Aceleração da gravidade
$G(s)$	–	Função de transferência
H_s	–	Altura da onda
K_{ij}	–	Matriz núcleo retardante da radiação de onda
K_r	–	Matriz de rigidez
L	–	Parâmetro de escala
M	–	Matriz de massa
M_{ij}	–	Matriz de massa inercial
n	–	Número de ciclos
q	–	Graus de liberdade
\dot{q}	–	Primeira derivada temporal de q
\ddot{q}	–	Segunda derivada temporal de q
r_r	–	Raio local
S_ζ	–	Densidade espectral de energia bilateral
t	–	Tempo
T_a	–	Período amortecido
T_p	–	Tempo de pico
u	–	Componente horizontal do vento
u'	–	Componente adimensional do vento horizontal (direção x)
u_c	–	Ação de controlo
u_d	–	Ação de perturbação

u_{hub}	–	Velocidade média do vento à altura do <i>hub</i>
U_{local}	–	Velocidade local do vento (direção x)
U_{∞}	–	Velocidade média
v	–	Componente cruzado do vento
v'	–	Componente adimensional do vento horizontal (direção y)
V_0	–	Volume do fluido deslocado
$VelC$	–	Matriz de saída das velocidades
V_{local}	–	Velocidade local do vento (direção y)
V_{total}	–	Velocidade total no elemento
w	–	Componente vertical do vento
$W(\omega)$	–	Ruído branco Gaussiano
w_a	–	Frequência natural amortecida
w_n	–	Frequência natural não amortecida
$X_i(\omega, \beta)$	–	Força de excitação da onda
β	–	Direção da onda
γ	–	Parâmetro de forma do pico
δ_{i3}	–	Componente $(i, 3)$ da função delta de Kronecker
Δ_l	–	Decremento logarítmico
θ	–	Direção do vento
Λ_U	–	Parâmetro de escala turbulento
ξ	–	Fator de amortecimento
ρ_a	–	Densidade do ar
ρ_m	–	Densidade da água
σ	–	Desvio padrão
τ	–	Variável fictícia de unidade igual ao tempo
ϕ	–	Ângulo do fluxo local
ω	–	Frequência
Ω	–	Velocidade do rotor

Lista de Traduções

<i>Heave</i>	–	Elevação
<i>Hub</i>	–	Cubo do rotor
<i>Nacelle</i>	–	Naveta
<i>Offshore</i>	–	No mar
<i>Onshore</i>	–	Em terra
<i>Pitch</i>	–	Arfagem
<i>Roll</i>	–	Rolamento
<i>Still water level</i>	–	Nível de referência do mar
<i>Surge</i>	–	Avanço
<i>Sway</i>	–	Deriva
<i>Yaw</i>	–	Guinada

Capítulo 1

Introdução

1.1 Energia Eólica *Offshore*

Nas últimas décadas, a energia eólica tornou-se numa tecnologia madura que não pode ser ignorada no contexto energético atual. Esta fonte de energia inesgotável veio abrir as portas a uma produção de energia considerada limpa, que está a ser vista por muitos países, no contexto socioeconómico, como uma fonte de energia alternativa aos combustíveis fósseis.

A geração deste tipo de energia é obtida através de aerogeradores que convertem a energia do vento em energia elétrica. Em terra, este tipo de conversão tem sido utilizada em larga escala. Contudo, o potencial eólico observado *offshore* sugere que instalações eólicas *offshore* são uma opção alternativa que não deve ser ignorada na geração de eletricidade.

Vantagens adicionais de instalações eólicas *offshore* face a *onshore* são as que se seguem[9, 17]:

- O vento no mar, tende a soprar com maior força e consistência, menor intensidade de turbulência e menor cisalhamento do que em terra.
- Vastas extensões de mar aberto encontram-se disponíveis, deixando assim a terra para outros fins.
- Os impactos visuais e de ruído podem ser evitados se os aerogeradores forem instalados a uma distância considerável da costa.
- A dimensão do aerogerador *offshore* não é limitada por constrangimentos logísticos, nomeadamente no transporte, se ele for produzido perto da costa.

Estas vantagens são contrabalançadas pelas seguintes desvantagens face à tecnologia *onshore*[9, 17]:

- Exige maior capital, devido aos custos associados à estrutura de apoio, amarração, deslocamento e instalação.
- Instalações *offshore* são menos acessíveis do que instalações *onshore*, o que aumenta os custos de operação e manutenção e consequentemente pode aumentar o tempo de inatividade do aerogerador.

- Aumento da complexidade no *design*, pois os aerogeradores *offshore* para além da carga proveniente do vento, têm de suportar cargas hidrodinâmicas das ondas e correntes marítimas.

O conceito da utilização em grande escala de aerogeradores flutuantes foi introduzido por William E. Heronemus, professor na Universidade de Massachusetts, em 1972, mas só em meados dos anos 90, após se estabelecer o mercado eólico, é que se reconsiderou novamente o conceito[4], sendo que posteriormente começaram a aparecer as primeiras centrais eólicas *offshore*. A Europa, liderada pelo Reino Unido, Dinamarca, Bélgica, Alemanha e Holanda, tem sido o motor deste desenvolvimento, contando, até finais do ano 2012, com aproximadamente 5,000 MW instalados (figura 1.1). Estima-se que até 2020 cerca 40,000 MW estarão instalados nos mares Europeus. A China e o Japão aliaram-se a este desenvolvimento, possuindo na actualidade, respectivamente, 509.5 MW e 33.8 MW instalados. No norte da América, nomeadamente nos Estados Unidos, apesar da enorme contribuição da energia eólica *onshore*, não existe nenhum projeto *offshore* operacional¹². Em Portugal, a primeira plataforma eólica *offshore* foi lançado ao largo da costa da Aguçadoura, na Póvoa do Varzim e conta com um aerogerador de 2 MW³.

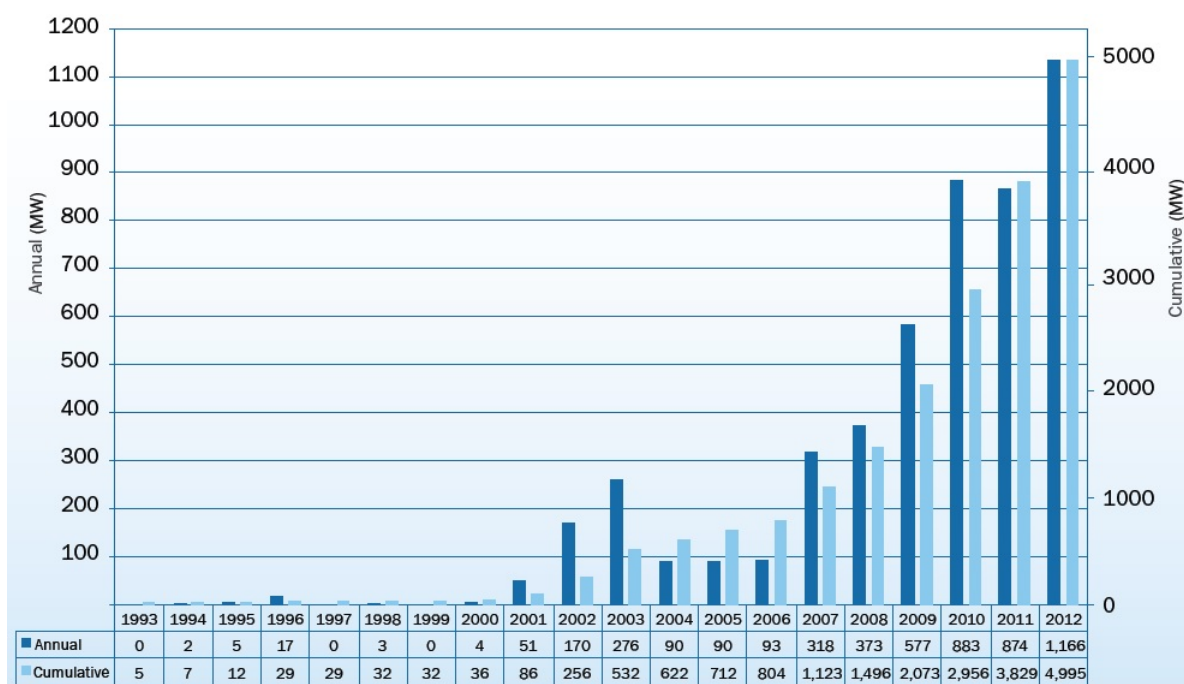


Figura 1.1: Total anual e acumulado de energia eólica *offshore* (MW) na Europa 1993 - 2012. Fonte: referência[1].

1.1.1 Classificação de Aerogeradores *Offshore*

Os aerogeradores *offshore* são caracterizados de acordo com a profundidade de água, podendo ser subdivididos em três categorias, sendo o local onde se destina a instalação, um fator determinante no tipo de

¹www.offshorewind.net - Acedido 26/03/2013

²www1.eere.energy.gov/wind/offshore_wind.html - Acedido 26/03/2013

³<http://www.edp.pt/pt/media/noticias/2011/Pages/projetoWindFloat.aspx> - Acedido 26/03/13

fundação ou estrutura flutuante a utilizar:

- Águas pouco profundas ($\approx 5 - 30\text{m}$).
- Águas de transição ($\approx 30 - 60\text{m}$).
- Águas profundas ($> 60\text{m}$).

A figura 1.2 ilustra as três categorias de profundidade da água, bem como alguns exemplos de estruturas utilizadas. Da esquerda para direita, de cima para baixo na figura 1.2 encontram-se: a) Transição de *onshore* para *offshore*, b) Estruturas para utilização em águas pouco profundas, c) Estruturas para utilização em águas de transição e d) Estruturas para utilização em águas profundas.

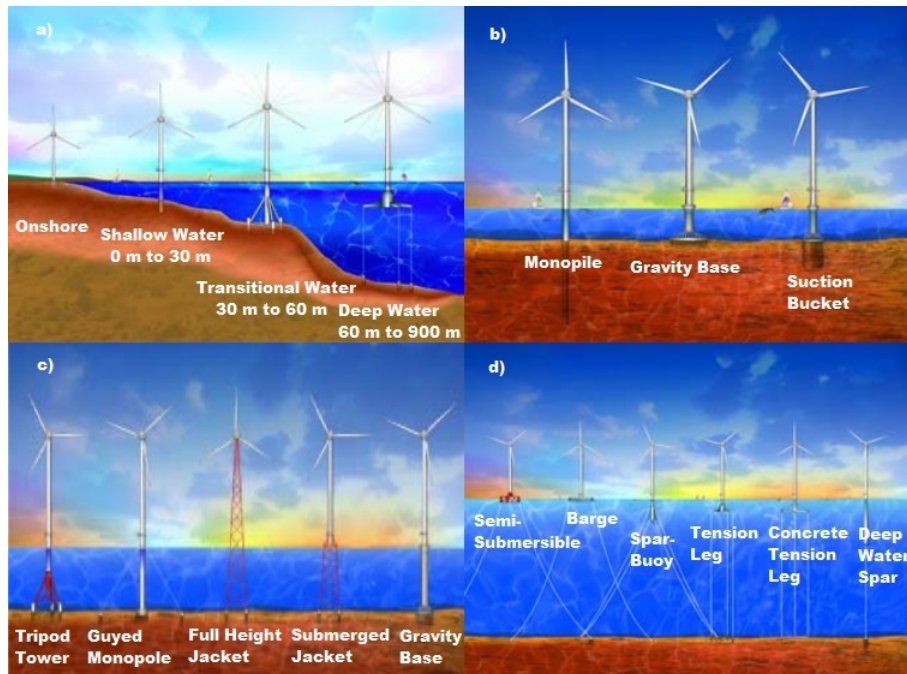


Figura 1.2: a) Transição para *offshore*, b) Estruturas para águas pouco profundas, c) Estrutura para águas de transição e, d) Estruturas para águas profundas. Fonte: modificada da referência [17].

Atualmente, a maior parte das centrais eólicas *offshore* estão instaladas em águas pouco profundas fazendo uso de fundações fixas. Contudo, dado o potencial eólico existente em águas profundas são já vários os projetos em curso para sua exploração. A instalação de centrais eólicas *offshore* pressupõe um estudo detalhado sobre as condições do local em que se vai operar, pois a expansão para *offshore* requer modificações estruturais, nomeadamente na dimensão do aerogerador (figura 1.2 a)), que pode aumentar consideravelmente por forma a melhor aproveitar os recursos eólicos, traduzindo num aumento da energia elétrica produzida e consequente aumento do ruído. Estruturas flutuantes têm demonstrado ser a melhor opção na exploração dos recursos eólicos em águas profundas, tornando a análise de um dos modelos, objeto de estudo no presente trabalho.

1.1.2 Energia Eólica *Offshore* na Europa

A Europa conta, atualmente, com 55 centrais eólicas *offshore*, espalhados por dez países, contabilizando aproximadamente 5,000 MW[1]. Desses 10 países, o Reino Unido destaca-se por contribuir com 59% (2,948 MW) do total, sendo produzidos por 870 aerogeradores (figura 1.3).

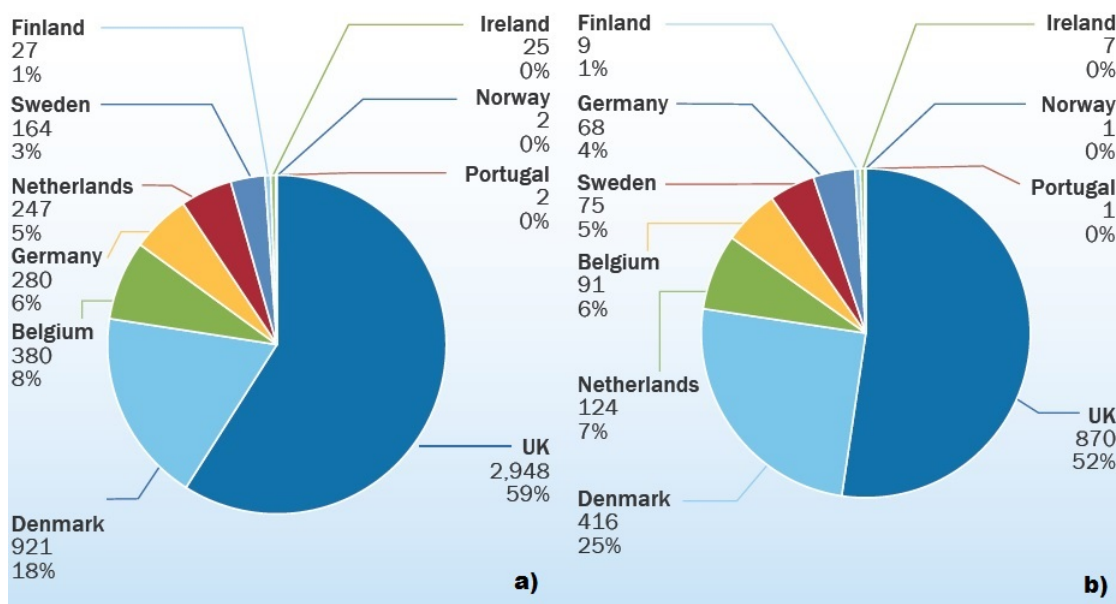


Figura 1.3: a) Total produzido por cada um dos 10 países (MW). b) Total de aerogeradores instalados por país. Fonte: modificada da referência [1].

Portugal, apesar de contribuir com apenas 2 MW, possui um dos quatro aerogeradores flutuantes existentes na Europa. A maior parte das estruturas *offshore* instaladas é do tipo monopilares com uma contribuição de 74%(1376) do total das estruturas[1](figura 1.4).

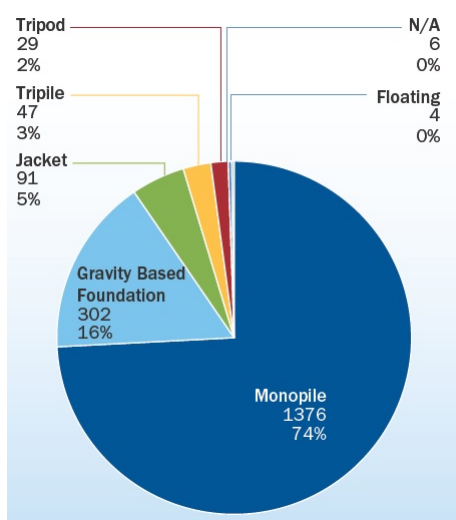


Figura 1.4: Principais tipos de estrutura utilizados pela Europa. Fonte: referência [1].

No que diz respeito aos fornecedores de aerogeradores, a Siemens destaca-se como o fabricante que mais

aerogeradores fornece à Europa, seguida da Vestas e da REpower [1](figura 1.5).

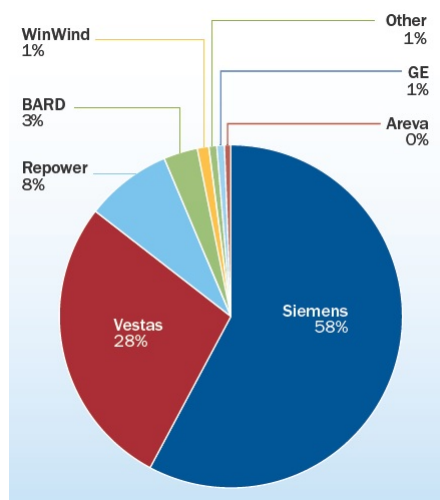


Figura 1.5: Principais fornecedores de aerogeradores à Europa. Fonte: referência [1].

1.2 Aerogerador Flutuante

O aerogerador flutuante, objeto do presente estudo, é composto por uma plataforma do tipo semi-submersível e por um aerogerador de velocidade variável, eixo horizontal e rotor direcionado ao vento, com uma potência elétrica de 5 MW. A plataforma foi desenvolvida pelo consórcio Norte Americano DeepCwind⁴, um grupo de acadêmicos e investigadores que lhe atribuíram o nome de DeepCwind semi-submersível. O motivo que levou à escolha desta plataforma prende-se com o fato de ser uma plataforma destinada a águas profundas e com um enorme potencial para acomodar aerogeradores de grande capacidade (5 MW ou superior), como demonstrado por Roddier et al. (2010) ao utilizarem uma plataforma do tipo semi-submersível, semelhante ao DeepCwind, acoplado a um aerogerador de 5 MW. Atualmente, o DeepCwind encontra-se em análise no âmbito do projeto *Offshore Code Comparison Collaboration Continuation (OC4)*, nomeadamente na segunda fase do projeto, o que permitiu o acesso aos dados da plataforma (Robertson et al. (2012)). O aerogerador foi desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL) e foi apelidado de *NREL offshore 5 MW base line wind turbine*. Jonkman et al. (2009) desenvolveram este aerogerador com base em informações públicas de vários fabricantes de aerogeradores. O motivo que levou à escolha deste aerogerador, foi o fato de ser um aerogerador capaz de aproveitar os recursos eólicos associados a regiões de águas profundas e por já ter sido largamente testado em vários estudos. Wayman et al. (2006), utilizaram este aerogerador na sua análise de custos de sistemas flutuantes e sistemas de amarrações destinados a aerogeradores flutuantes instalados a profundidades de 10 a 200 metros. Jonkman (2010) na sua análise à plataforma OC3-Hywind spar, no âmbito da quarta fase do projeto Offshore Code Comparison Collaboration (OC3), utilizou este aerogerador. O mesmo aerogerador que mais tarde viria a ser o utilizado na segunda fase do projeto OC4, sendo acoplado ao

⁴<http://www.deepcwind.org/>

DeepCwind.

No capítulo 2 descreve-se em detalhe o aerogerador flutuante objeto deste estudo.

1.3 Ferramentas Computacionais

Com a expansão da energia eólica *offshore*, são já vários os códigos disponíveis capazes de realizar cálculos dinâmicos para aerogeradores *offshore*. Cordle e Jonkman (2011)[5] fizeram o levantamento dos códigos capazes de simular a dinâmica de turbinas eólicas flutuantes. Desse levantamento foi possível adotar o simulador utilizado no decorrer deste trabalho. O FAST[10] (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*) juntamente com o seu módulo aerodinâmico, hidrodinâmico e o módulo das amarrações, foi o simulador adotado por se tratar de um simulador disponível publicamente e de fácil acesso. O simulador foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL⁵), largamente pelo Dr. Jason Jonkman. O código faz uso de dois simuladores auxiliares e são eles o WAMIT[®][13] (*Wave Analysis at Massachusetts Institute of Technology*⁶) e o TurbSim[6]⁷. O WAMIT[®] fornece ao módulo hidrodinâmico do FAST os coeficientes hidrodinâmicos provenientes da solução do problema da radiação e difração, enquanto que o TurbSim fornece ao módulo aerodinâmico do FAST as propriedades do vento. Um fluxograma de simulação do FAST encontra-se ilustrada na figura 1.6, onde se pode observar a interação entre os vários simuladores.

Uma descrição mais detalhada das ferramentas computacionais utilizadas neste estudo será apresentada no capítulo 3.

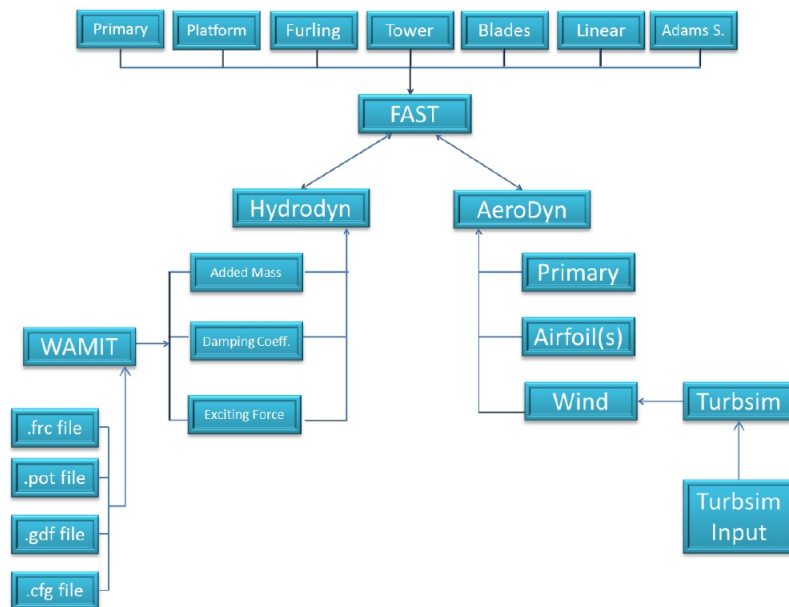


Figura 1.6: Fluxograma de simulação do código FAST. Fonte: referência [2].

⁵NWTC Computer-Aided Engineering Tools (FAST by Jason Jonkman, Ph.D.). <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/fast/>. Última modificação 27-Fevereiro-2013; Acedido 25-Junho-2013.

⁶<http://www.wamit.com/>

⁷NWTC Computer-Aided Engineering Tools (TurbSim by Neil Kelley, Bonnie Jonkman). <http://wind.nrel.gov/designcodes/preprocessors/turbSim/>. Última modificação 30-Maio-2013; Acedido 25-Junho-2013.

1.4 Objetivos da Dissertação

Na presente dissertação pretende-se realizar simulações e controlo da plataforma de um aerogerador flutuante. Para o efeito e como objeto de estudo, se utilizou uma plataforma do tipo semi-submersível acoplado a um aerogerador de 5MW, estabelecendo os seguintes objetivos:

- Descrever o modelo físico do aerogerador flutuante.
- Descrever os conceitos teóricos que se encontram subjacentes ao modelo não linear do aerogerador flutuante, bem como os modelos do estado do vento e do mar.
- Simular o modelo não linear do aerogerador flutuante por forma a compreender a dinâmica associada à plataforma.
- Obter modelos lineares, a partir do modelo não linear, que servirão de base ao desenvolvimento dos controladores.
- Aplicar técnicas de controlo para o desenvolvimento de controladores para a plataforma.
- Simular o modelo não linear do aerogerador flutuante com controlo da plataforma.
- Analisar os resultados.

Os objetivos passam também por fornecer ao leitor uma visão global da energia eólica *offshore*, descrevendo os tipos de aerogeradores *offshore* existentes e descrevendo também, o estado em que se encontra atualmente a tecnologia eólica *offshore*, na Europa.

1.5 Resultados Obtidos

Nesta secção serão tecidos breves comentários sobre os resultados obtidos no capítulo 7. No capítulo 7 foram desenvolvidos dois controladores para o *pitch* da plataforma. Um controlador baseado em função transferência do tipo proporcional-integral-derivativo (PID) e um controlador baseado em espaço de estados do tipo colocação de pólos.

O objetivo dos dois controladores é o de manter o *pitch* da plataforma nulo, garantindo que o sistema controlado não entre em ressonância, ao evitar que a frequência dos pólos do sistema controlado se encontrem próximos da frequência de excitação do estado de mar. Os resultados obtidos são satisfatórios, pois com ambos os controladores foi possível manter o *pitch* praticamente nulo, não entrando o sistema em ressonância em nenhuma das simulações realizadas. Foi possível, com os controladores, manter o plano do rotor perpendicular à direção do vento, podendo, com isto, garantir o melhor aproveitamento dos recursos eólicos.

1.6 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 8 capítulos conforme se descreve de seguida.

O **capítulo 1** introduz o tema, fazendo o enquadramento do problema face à realidade existente. Introduz-se o conceito de energia eólica *offshore*, classificando os diferentes tipos de estruturas eólicas *offshore* e descrevendo o estado atual da tecnologia eólica *offshore* na Europa. Introduzem-se a plataforma e o aerogerador utilizados neste estudo, bem como os simuladores computacionais utilizados para emular o modelo não linear do aerogerador flutuante. São apresentados os objetivos do estudo, os principais resultados obtidos e um resumo de cada capítulo.

No **capítulo 2** descreve-se o aerogerador flutuante. Faz-se uma descrição dos componentes físicos que o compõem, dos sistemas de coordenadas e do sistema de controlo, quer associado à plataforma que vai ser desenvolvida neste trabalho, quer do aerogerador que já se encontra desenvolvido.

No **capítulo 3** descrevem-se os simuladores computacionais utilizados como emuladores do aerogerador flutuante.

No **capítulo 4** é apresentada a teoria subjacente ao modelo não linear do aerogerador flutuante, nomeadamente os modelos hidrodinâmicos e aerodinâmicos. Descrevem-se os diferentes estados do mar e do vento utilizados para simulação do aerogerador flutuante e, por fim, o modelo equivalente resultante da combinação de todos os modelos.

No **capítulo 5** são realizadas simulações do aerogerador flutuante, por forma a perceber o seu comportamento, principalmente da plataforma, quando sujeita a condições ambientais determinísticas.

No **capítulo 6**, é realizada a linearização do modelo não linear. Utilizam-se duas metodologias para a obtenção do modelo linear, sendo posteriormente comparados os dois modelos lineares obtidos a fim de se escolher um único modelo final para a síntese de controladores.

No **capítulo 7**, utilizam-se duas metodologias de controlo. A primeira, resulta do controlo com base em função transferência em que será concebido um controlador PID. A segunda, resulta do controlo em espaço de estados em que será concebido um controlador em espaço de estados por colocação de pólos. Para ambas as metodologias, serão apresentados os resultados da aplicação dos controladores ao modelo não linear.

No **capítulo 8** apresentam-se as conclusões inerentes a este trabalho, bem como sugestões para futuros trabalhos a realizar.

Esta dissertação contém ainda os **Anexos** onde se encontram os principais ficheiros de entrada dos simuladores e figuras referentes às simulações dos capítulos 5 e 7 que foram consideradas como secundárias para o corpo principal da dissertação, mas que servem de complemento ao trabalho realizado.

Adicionalmente à Lista de Figuras, Lista de Tabelas, Lista de Acrónimos e Lista de Variáveis é apresentada uma Lista de Traduções, dado que ao longo da dissertação utiliza-se terminologia anglo-saxónica, comum nesta área. A maior parte das tabelas segue esta terminologia, sendo as suas fontes referenciadas.

Capítulo 2

Descrição do Aerogerador Flutuante

Neste capítulo, é apresentada uma descrição física do aerogerador flutuante adotado neste trabalho. Descrevem-se os diferentes componentes que constituem o sistema plataforma-torre-aerogerador, bem como o sistema de coordenadas e os sistemas de controlo existentes.

2.1 Descrição da plataforma

O DeepCwind consiste numa plataforma *offshore* flutuante, do tipo semi-submersível, constituída por uma coluna principal (CP) onde é acoplada a torre, três colunas estabilizadoras e cabos de amarração (figura 2.1)[20].

Dividindo o DeepCwind em partes, descrevem-se os seguintes elementos:

- Coluna principal - onde se encontra a torre encastrada a uma elevação de 10 m acima do *still water level* (SWL).
- Três colunas estabilizadoras - que promovem a flutuabilidade necessária para garantir a estabilidade da torre e do aerogerador.
- Ligações cilíndricas - que permitem interligar as colunas.
- Três cabos de amarração - que evitam a deriva da estrutura e promovem estabilidade em *roll* e *pitch*.

As colunas estabilizadoras encontram-se divididas em duas sub-colunas, uma coluna base (CB) que ajuda a suprimir os deslocamentos principalmente em *heave* e uma coluna de topo (CT) que permite submergir a estrutura até seu ponto de funcionamento. Essas colunas contêm água da sua base até um determinado nível, sendo esse nível de 5.1078 m para as CB e 7.83 m para as CT (figura 2.2). As ligações cilíndricas encontram-se divididas em quatro conjuntos. Dois conjuntos de três ligações formando uma conexão delta, interligando as CT às CB e dois conjuntos de três ligações formando uma conexão Y, interligando as CT e as CB à CP. Os cabos de amarração são fabricados a partir de componentes comuns tais como correntes metálicas e âncoras. As propriedades geométricas, estruturais e das amarrações do DeepCwind

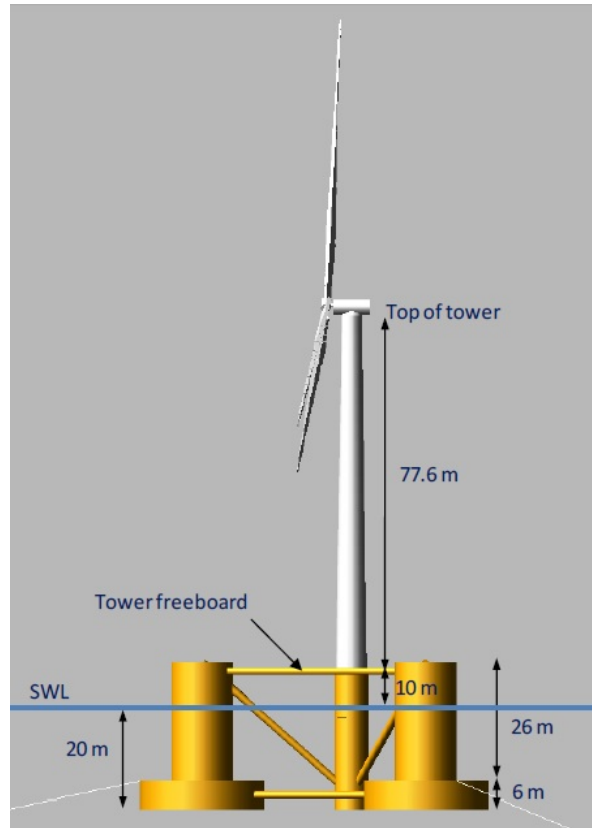


Figura 2.1: DeepCwind - Modelo físico. Fonte: referência [20].

encontram-se nas tabelas 2.1, 2.2 e 2.3, respectivamente, sendo que detalhes adicionais, a respeito da plataforma, podem ser consultados em Robertson et al. (2012).

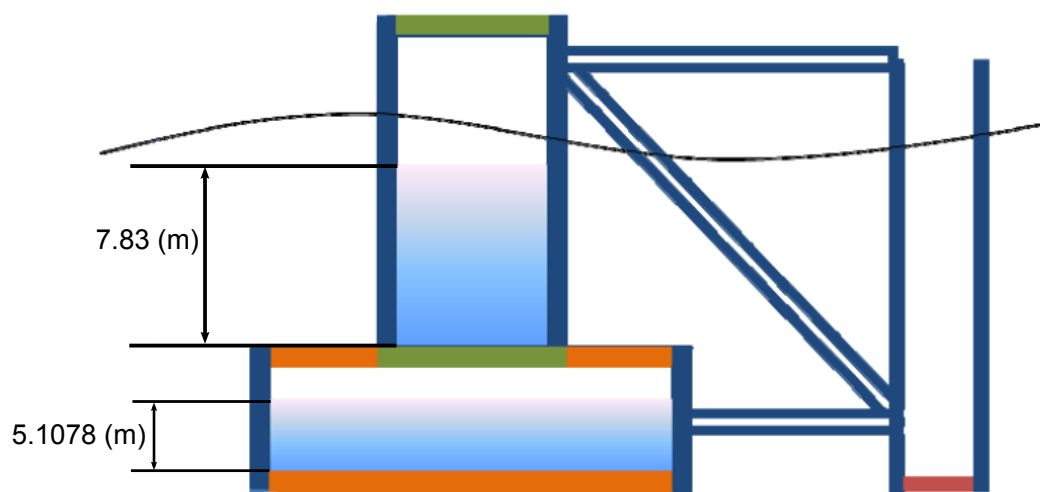


Figura 2.2: DeepCwind - Nível de água nas colunas. Fonte: modificada da referência [20].

Tabela 2.1: DeepCwind - Propriedades Geométricas. Fonte: referência [20].

Depth of platform base below SWL (total draft)	20 m
Elevation of main column (tower base) above SWL	10 m
Elevation of offset columns above SWL	12 m
Spacing between offset columns	50 m
Length of upper columns	26 m
Length of base columns	6 m
Depth to top of base columns below SWL	14 m
Diameter of main column	6.5 m
Diameter of offset (upper) columns	12 m
Diameter of base columns	24 m
Diameter of pontoons and cross braces	1.6 m

Tabela 2.2: DeepCwind - Propriedades Estruturais. Fonte: referência [20].

Platform mass, including ballast	1.3473E+7 kg
CM location below SWL	13.46 m
Platform roll inertia about center of mass (CM)	6.827E+9 kg.m ²
Platform pitch inertia about CM	6.827E+9 kg.m ²
Platform yaw inertia about CM	1.226E+10 kg.m ²

Tabela 2.3: DeepCwind - Propriedades das amarrações. Fonte: referência [20].

Number of Mooring Lines	3
Angle Between Adjacent Lines	120°
Depth to Anchors Below SWL (Water Depth)	200 m
Depth to Fairleads Below SWL	14 m
Radius to Anchors from Platform Centerline	837.6 m
Radius to Fairleads from Platform Centerline	40.868 m
Unstretched Mooring Line Length	835.5 m
Mooring Line Diameter	0.0766 m
Equivalent Mooring Line Mass Density	113.35 kg/m
Equivalent Mooring Line Mass in Water	108.63 kg/m
Equivalent Mooring Line Extensional Stiffness	7.536E+8 N
Hydrodynamic Drag Coefficient for Mooring Lines	1.1
Hydrodynamic Added-Mass Coefficient for Mooring Lines	1.0

2.1.1 Sistemas de Coordenadas da Plataforma

O sistema de coordenadas utilizado encontra-se esquematizado na figura 2.3. X, Y, Z representam o conjunto de eixos ortogonais do referencial inercial em que o plano XY designa o SWL e Z é vertical para cima contrária à gravidade e ao longo do centro da plataforma quando ela se encontra sem qualquer deslocamento. O *surge*, o *sway*, o *heave*, o *roll*, o *pitch* e o *yaw* representam os GDL da plataforma, sendo que o sentido positivo de *surge* é definido no sentido positivo do eixo X , do *sway* no sentido positivo de Y , do *heave* no sentido positivo de Z , do *roll* em torno do sentido positivo de X , do *pitch* em torno

do sentido positivo de Y e do yaw em torno do sentido positivo de Z (figura 2.3). A direção de onda β assume valores positivos quando afastado de X no sentido contrário aos ponteiros do relógio sendo que o zero é no sentido positivo do eixo do X direcionado para coluna 2.

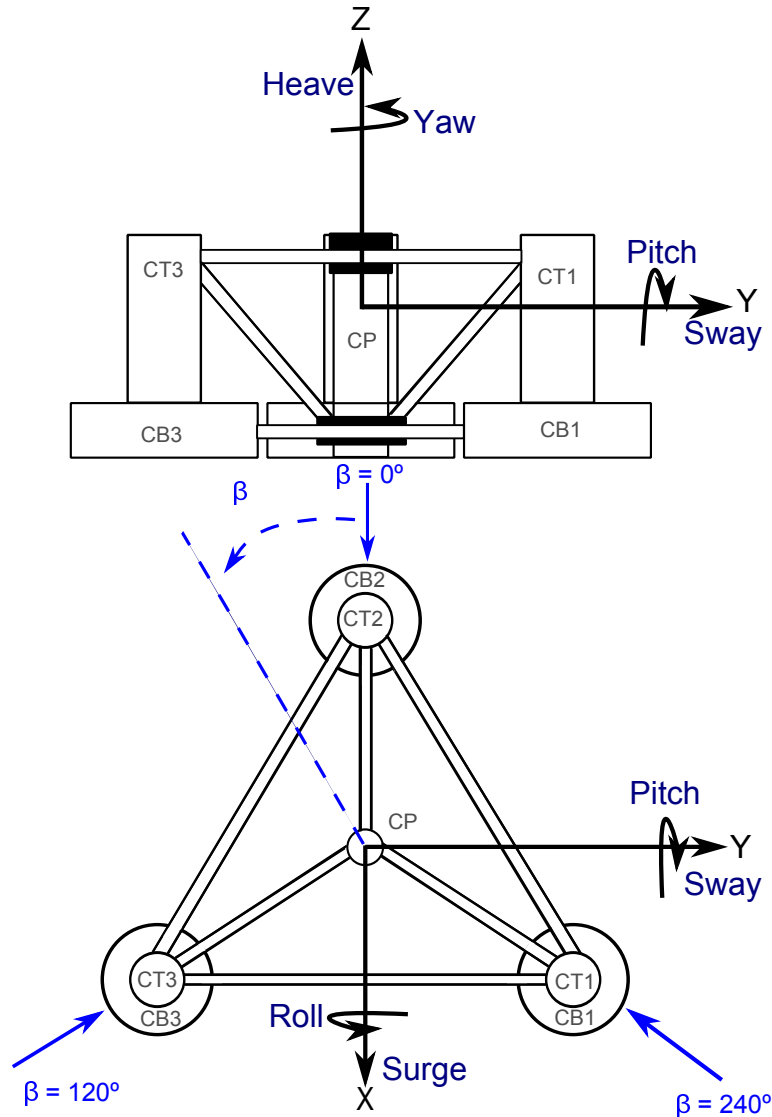


Figura 2.3: DeepCwind - Sistema de coordenadas.

2.1.2 Sistema de Controlo da Plataforma

No DeepCwind não existe qualquer sistema de controlo instalado o que levou com que se introduzisse sistemas de atuação que permitissem realizar controlo sob a plataforma. Esses sistemas de atuação consistem em bombas de água que se subdividem em dois conjuntos. O primeiro conjunto de bombas de água tem como finalidade reproduzir o mecanismo de balastro ativo em que o objetivo é a passagem de água entre as CT por forma a controlar movimentos em *pitch*, *roll* e, em último caso, em *heave* a partir da introdução ou extração de água adicional. Já o segundo conjunto de bombas de água tem como finalidade reproduzir o mecanismo de propulsão em que o objetivo é a projeção de jatos de água por forma a controlar movimentos em *surge*, *sway* e *yaw*. Esquemáticamente, o mecanismo de balastro ativo pode

ser aproximado a forças verticais aplicadas em cada uma das três CT e o mecanismo de propulsão pode ser aproximado a forças horizontais aplicadas à parte inferior das CB, figuras 2.4 e 2.5 respectivamente.

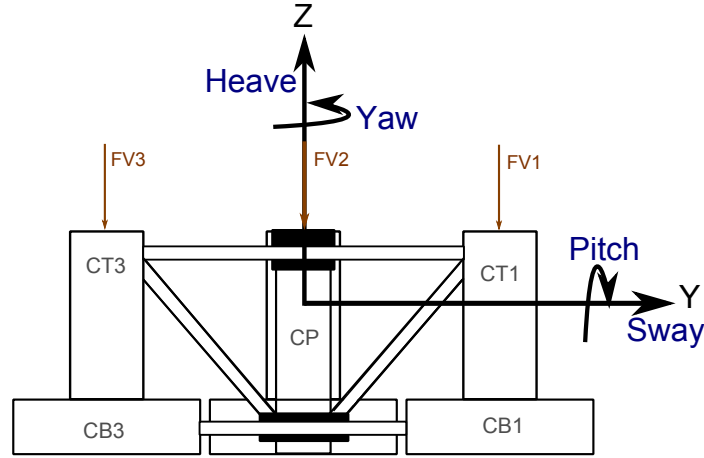


Figura 2.4: DeepCwind - Esquema do mecanismo de balastro ativo.

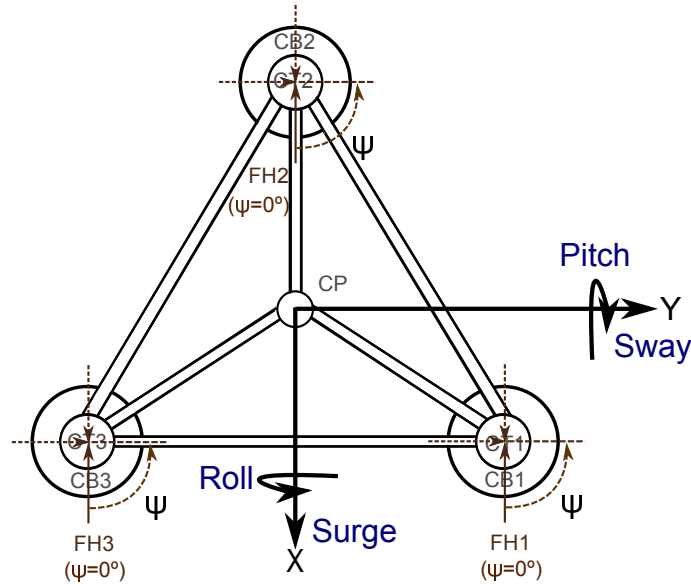


Figura 2.5: DeepCwind - Esquema do mecanismo de propulsão.

O mecanismo de propulsão pode assumir configurações que vão dos 0 graus aos 360 graus. Exemplificando quatro configurações, tendo como referência a coluna 1 (figura 2.5), tem-se: uma configuração a 0° , afetando o *surge* negativamente e o *yaw* positivamente, uma configuração a 90° , afetando o *sway* e o *yaw* negativamente, uma configuração a 180° , afetando o *surge* positivamente e o *yaw* negativamente e uma configuração a 270° afetando o *sway* e o *yaw* positivamente.

2.2 Descrição do Conjunto Torre-Aerogerador

O *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* foi desenvolvido pela NREL a partir de informações públicas disponíveis sobre dois protótipos, o Multibrid M5000 e o REpower 5M e sobre três projetos

conceptuais, o *Wind Partnerships for Advanced Component Technology (WindPACT)*, *Recommendations for Design of Offshore Wind Turbines (RECOFF)* e o *Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC)* de onde se extraíram as especificações mais representativas de cada modelo por forma a ter um único modelo final (ver Jonkman et al. (2009)). As principais propriedades do *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine*, sendo a maioria idêntica ao Repower 5M, encontra-se na tabela 2.4. A figura 2.6 ilustra um

Tabela 2.4: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedades gerais. Fonte: referência [11].

Rating	5 MW
Rotor Orientation , Configuration	Upwind, 3 Blades
Control	Variable Speed, Collective Pitch
Drivetrain	High Speed, Multiple-Stage Gearbox
Rotor, Hub Diameter	126 m, 3 m
Hub Height	90 m
Cut-in, Rated, Cut-Out Wind Speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Cut-In, Rated Rotor Speed	6.9 rpm, 12.1 rpm
Rated Tip Speed	80 m/s
Overhang, Shaft Tilt, Precone	5 m, 5°, 2.5°
Rotor Mass	110E+3 kg
Nacelle Mass	240E+3 kg
Tower Mass	347.46E+3kg
Coordinate Location of Overall CM	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

esquema com as principais componentes do *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* descritas abaixo.

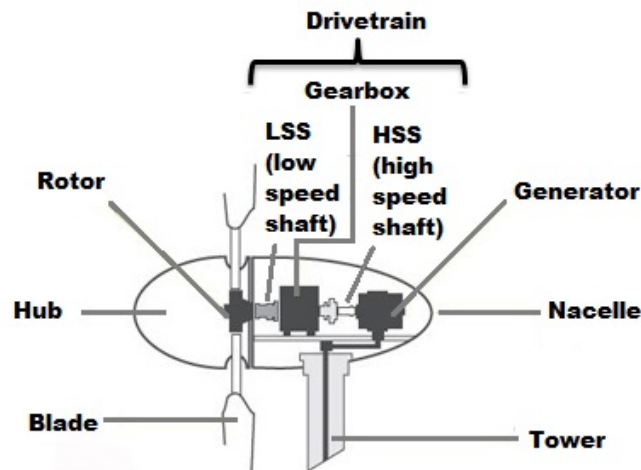


Figura 2.6: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Principais componentes.

- Pás - Conjunto de três pás com propriedades estruturais distribuídas semelhantes ao utilizado no projecto DOWEC mas truncado por forma a se ajustarem aos 61.5 metros de envergadura das pás do REpower 5M. A figura 2.7 ilustra a distribuição da rigidez ao longo das pás, estando a raiz das pás situada a uma distância de 1.5 metros do centro do rotor. A tabela 2.5, por sua vez apresenta

as propriedades estruturais não distribuídas das pás. As propriedades aerodinâmicas das pás, à semelhança das propriedades estruturais basearam-se no projeto DOWEC. Estas propriedades estão listadas na tabela 2.6¹ para uma divisão das pás em 17 elementos.

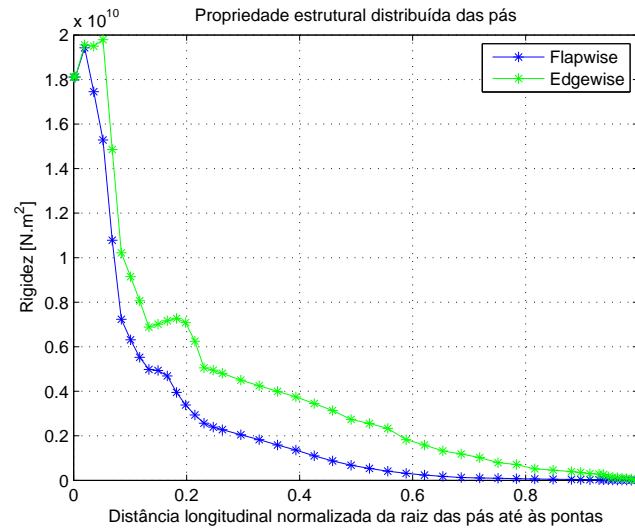


Figura 2.7: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedade estrutural distribuída das pás - Rigidez. Fonte: referência [11].

Tabela 2.5: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedades estruturais não distribuída das pás. Fonte: referência [11].

Length (w.r.t. Root Along Preconed Axis)	61.5 m
Mass Scaling Factor	4.536 %
Overall (integrated) Mass	17.740E+3 kg
Second Mass Moment of Inertia (w.r.t. Root)	11,776,047 kg.m ²
First Mass Moment of Inertia (w.r.t. Root)	363.231E+3 kg.m
CM Location (w.r.t. Root Along Preconed Axis)	20.475 m
Structural-Damping Ratio (All Modes)	0.477465 %

- *Hub e Nacelle* - O *hub* do *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* encontra-se a 5 metros acima do eixo central da torre a uma elevação de 90 metros acima do chão, quando a torre se encontra na sua configuração não defletida. As especificações da distância vertical entre o topo da torre e a altura do *hub* são idênticas ao projeto DOWEC. Consequentemente a elevação do rolamento, que permite alterar a posição da *nacelle*, encontra-se a uma elevação de 87.6 metros acima do SWL. As massas tanto do *hub* e *nacelle* são as mesmas do REpower 5M. Propriedades adicionais encontram-se na tabela 2.7.
- *Sistema de veios e engrenagens* - O *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* tem estipulado como velocidade de máxima performance (*rated speed*), tanto para o rotor (acoplado ao veio de baixa velocidade) como para o gerador (acoplado ao veio de alta velocidade), as mesmas velocidades

¹ *Airfoil Table* - Apêndice B da referência [11]

Tabela 2.6: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedade aerodinâmica das pás. Fonte: referência [11].

Node (-)	RNode (m)	AeroTwst (°)	DRNodes (m)	Chord (m)	Airfoil Table (-)
1	2.8667	13.308	2.7333	3.542	Cylinder1.dat
2	5.6000	13.308	2.7333	3.854	Cylinder1.dat
3	8.3333	13.308	2.7333	4.167	Cylinder2.dat
4	11.7500	13.308	4.1000	4.557	DU40_A17.dat
5	15.8500	11.480	4.1000	4.652	DU35_A17.dat
6	19.9500	10.162	4.1000	4.458	DU35_A17.dat
7	24.0500	9.011	4.1000	4.249	DU30_A17.dat
8	28.1500	7.795	4.1000	4.007	DU25_A17.dat
9	32.2500	6.544	4.1000	3.748	DU25_A17.dat
10	36.3500	5.361	4.1000	3.502	DU21_A17.dat
11	40.4500	4.188	4.1000	3.256	DU21_A17.dat
12	44.5500	3.125	4.1000	3.010	NACA64_A17.dat
13	48.6500	2.319	4.1000	2.764	NACA64_A17.dat
14	52.7500	1.526	4.1000	2.518	NACA64_A17.dat
15	56.1667	0.863	2.7333	2.313	NACA64_A17.dat
16	58.9000	0.370	2.7333	2.086	NACA64_A17.dat
17	61.6333	0.106	2.7333	1.419	NACA64_A17.dat

Tabela 2.7: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedades gerais do *Hub* e *Nacelle*. Fonte: referência [11].

Elevation of Yaw Bearing above SWL	87.6 m
Vertical Distance along Yaw Axis from Yaw Bearing to shaft	1.96256 m
Distance along Shaft from Hub Center to Yaw Axis	5.01910 m
Distance along Shaft from Hub Center to Main Bearing	1.912 m
Hub Mass	56.780 kg
Hub Inertia about Low-Speed Shaft	115.926E+3 kg.m ²
Nacelle Mass	240E+3 kg
Nacelle Inertia about Yaw axis	2,607,890 kg.m ²
Nacelle CM Location Downwind of Yaw Axis	1.9 m
Nacelle CM Location above Yaw Bearing	1.75 m
Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Spring Constant	9,028,320,000 N.m/rad
Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Damping Constant	19,160,000 N.m/(rad(s))
Nominal Nacelle-Yaw Rate	0.3 °/s

que REpower 5M, possuindo uma caixa de velocidades de múltiplos andares, sem perdas por atrito. Detalhes adicionais encontram-se na tabela 2.8.

- Torre - As propriedades distribuídas da torre do *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* diferem ligeiramente do exposto na referência [11]. Uma das diferenças reside no fato da torre ser montada sobre a coluna principal do *DeepCwind*, que tem um diâmetro de 6.5 metros (tabela 2.1 da secção 2.1), o que fez com que a torre passasse a ter um diâmetro de 6.5 metros na base [20], em vez dos

Tabela 2.8: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedades do sistema de veios e engrenagens. Fonte: referência [11].

Rated Rotor Speed	12.1 rpm
Rated Generator Speed	1173.7 rpm
Gearbox Ratio	97 :1
Electrical Generator Efficiency	94.4 %
Generator Inertia about High-Speed Shaft	534.116 kg.m ²
Equivalent Drive-Shaft Torsional-Spring Constant	867,637,000 N.m/rad
Equivalent Drive-Shaft Torsional-Damping Constant	6,215,000 N.m/(rad/s)
Fully-Deployed High-Speed Shaft Brake Torque	28.116.2 N.m
High-Speed Shaft Brake Time Constant	0.6 s

6 metros [11]. O topo da torre possui um diâmetro de 3.87 metros, sendo a sua espessura de 0.019 metros contrastando com os 0.027 metros de espessura da base. As propriedades mecânicas do aço são as mesmas utilizadas na torre do projeto DOWEC. A figura 2.8 ilustra a distribuição da rigidez ao longo da torre, já a tabela 2.9 apresenta as propriedades estruturais não distribuídas da torre.

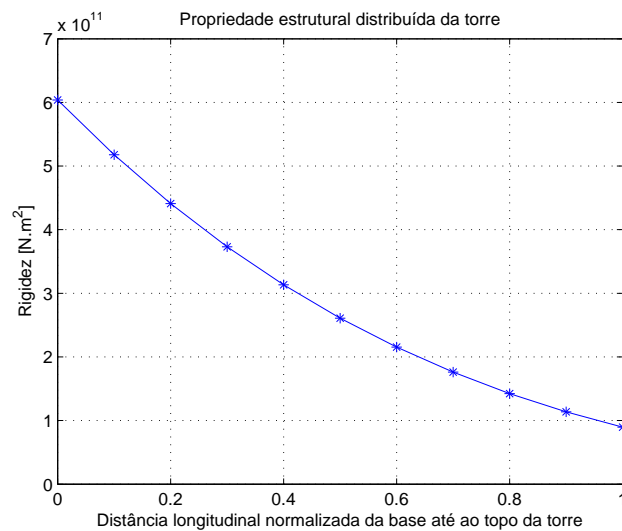


Figura 2.8: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedade estrutural distribuída da torre - Rigidez. Fonte: referência [20].

Tabela 2.9: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Propriedades estruturais não distribuída da torre. Fonte: referência [20].

Elevation to Tower Base (Platform Top) Above SWL	10 m
Elevation to Tower Top (Yaw Bearing) Above SWL	87.6 m
Overall (Integrated) Tower Mass	249.718E+3 kg
CM Location of Tower Above SWL Along Tower Centerline	43.4 m
Tower Structural-Damping Ratio (All Modes)	1 %

- Gerador - O gerador utilizado pelo *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* incorpora cinco

regiões de controlo, definidos com base no torque do gerador em função da velocidade filtrada do gerador:

1. Região 1 - região antes da velocidade do vento necessário ao arranque do aerogerador, em que o torque no gerador é zero e a energia extraída do vento é utilizada para o arranque do rotor.
2. Região 2 - região projetada para otimizar a captura da energia do vento. Aqui o torque do gerador é proporcional ao quadrado da velocidade filtrada do gerador.
3. Região $1^{1/2}$ - região de arranque. É a região de transição linear entre as regiões 1 e 2. Esta região tem como propósito baixar o limite da velocidade do gerador de modo a limitar o intervalo de variação da velocidade operacional do aerogerador.
4. Região 3 - na região 3 a potência do gerador é mantida constante de modo a que o torque no gerador seja inversamente proporcional à velocidade filtrada do gerador.
5. Região $2^{1/2}$ - é a região de transição linear entre as regiões 2 e 3. Esta região limita a velocidade na ponta das pás, o que causa uma redução substancial do ruído.

A figura 2.9 ilustra as cinco regiões acima descritas. À semelhança do sucedido com os outras componentes, as propriedades que conduziram à criação das cinco regiões de controlo do gerador também foram obtidas a partir de outros modelos, nomeadamente o REpower 5M e o modelo do projeto DOWEC.

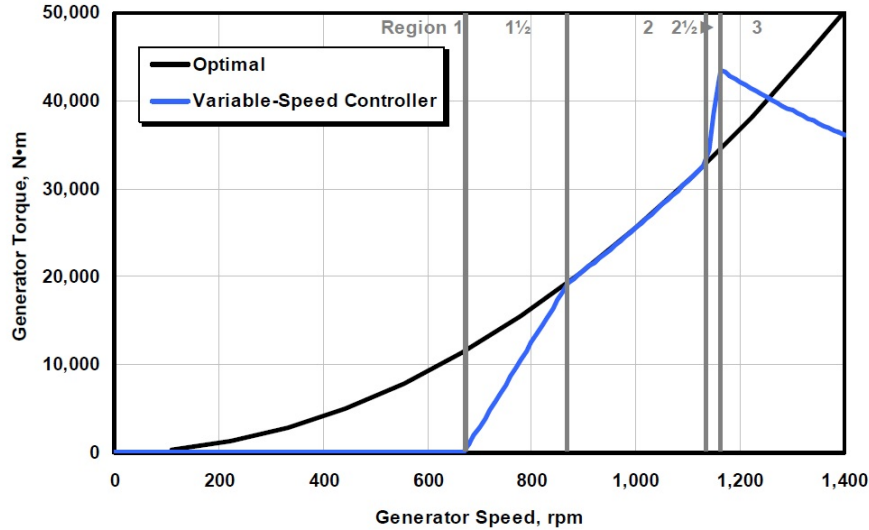


Figura 2.9: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Curva velocidade - torque do gerador. Fonte: referência [11].

2.2.1 Sistemas de Coordenadas do Conjunto Torre-Aerogerador

A figura 2.10 esquematiza o sistema de coordenadas utilizado no conjunto torre-aerogerador. O sistema de coordenadas da base da torre, X_t, Y_t, Z_t , tem origem no SWL encontrando-se fixa à plataforma e sujeito às translações e rotações da mesma. O sistema de coordenadas do topo da torre, X_{tt}, Y_{tt}, Z_{tt} ,

encontra-se fixa no topo da torre, sujeito à translação e rotação da plataforma e à flexão da torre. O sistema de coordenadas da *nacelle*, X_n, Y_n, Z_n , tem origem no topo da torre, encontrando-se sujeito às translações e rotações da torre e à rotação da *nacelle*. O sistema de coordenadas do rotor, X_r, Y_r, Z_r , tem origem no centro do plano do rotor (plano ZY) e encontra-se sujeito à rotação do próprio rotor. O sistema de coordenadas das pás, X_p, Y_p, Z_p , tem origem no centro da falange das pás encontrando-se fixa às pás, ou seja, para além de rodar com o rotor também encontra-se sujeita a rotações provocadas pelo aumento/diminuição do ângulo das pás. Em todos os casos, Z é vertical para cima, contrária à gravidade, X é no sentido favorável ao vento quando esta tem ângulo nulo ($\theta = 0^\circ$) e Y apontando para esquerda respeitando a regra da mão direita (figura 2.10).

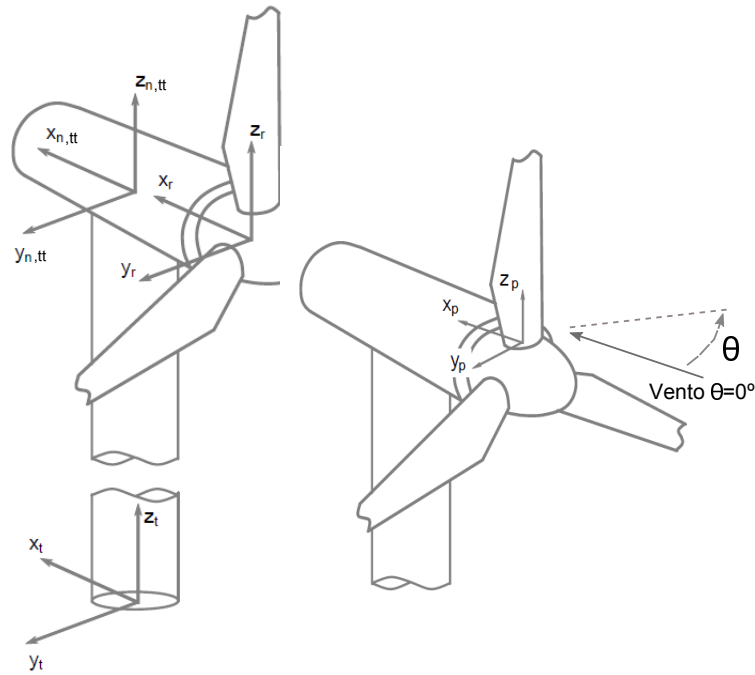


Figura 2.10: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Sistema de coordenadas.

2.2.2 Sistema de Controlo do Aerogerador

No *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* existem dois sistemas de controlo implementados, o controlo do torque do gerador e o controlo do ângulo das pás. Ambos foram projetados de modo a operarem independentemente tanto acima como abaixo das condições de vento de máxima performance do aerogerador (tabela 2.4). O objetivo do controlo do torque do gerador é o de maximizar a captura de energia quando as condições de vento se encontram abaixo das condições de máxima performance e o objetivo do controlo do ângulo das pás é o de regular a velocidade do gerador quando as condições de vento se encontram acima das condições de máxima performance, sendo ambos os controladores projetados com base no controlo clássico. O sistema de controlo implementado para o ângulo da *nacelle* apesar de existir, para efeitos de posicionamento do plano do rotor na direção do vento, é desprezado pois a dinâmica da *nacelle* é uma dinâmica lenta o que faz com que não haja contribuição em termos de dinâmica estrutural da *nacelle* para cargas elevadas ou danos por fadiga[11]. Contudo, assume-se que o

controle da *nacelle* é suficientemente rápido, relativamente à mudança da direção do vento, de forma a garantir que se possa considerar, neste estudo, que o plano do rotor está sempre direcionado ao vento. Também não se consideram ações de controle para o arranque do aerogerador, nem para situações de paragem, quer normais para manutenção, quer forçadas devido a falhas [11]. Tanto o controlador do torque do gerador como o controlador do ângulo das pás utilizam a medida da velocidade do gerador como a única realimentação de entrada, sendo essa medida de velocidade filtrada, utilizando um filtro passa baixo, de modo a mitigar o efeito das altas frequências no sistema de controle. A figura 2.11 ilustra o fluxograma do sistema de controle implementado no *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine*.

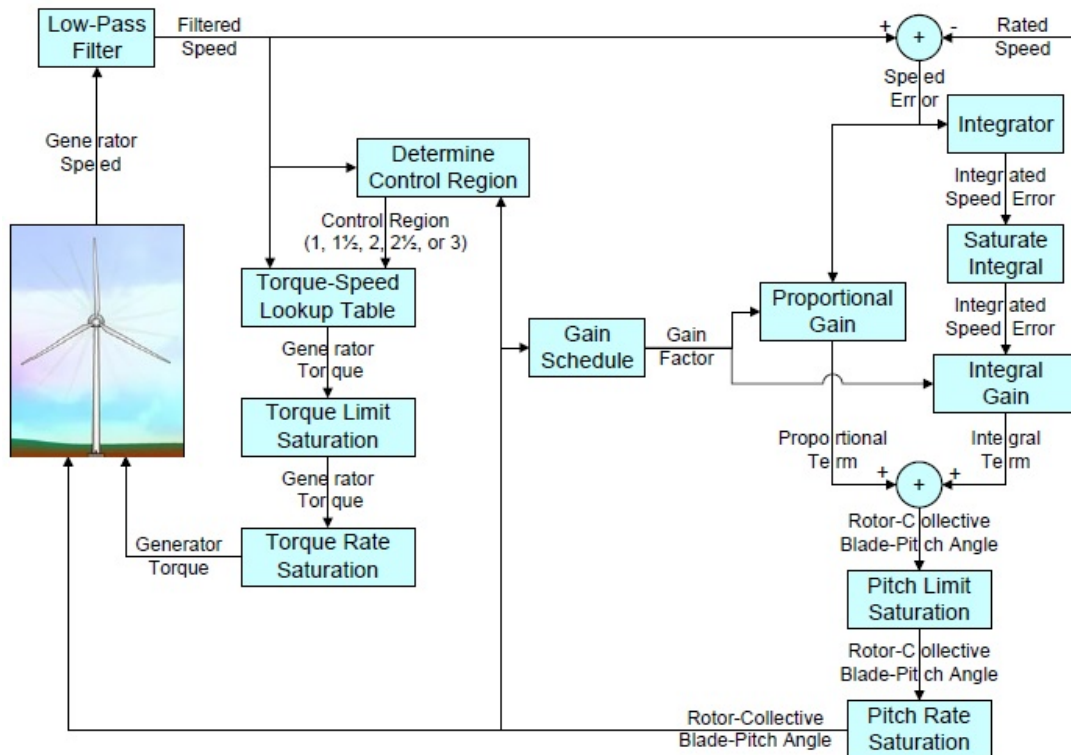


Figura 2.11: *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine* - Fluxograma do sistema de controle. Fonte: referência [11].

Controlador do Torque do Gerador

O controle do torque do gerador é feito com base em 4 das 5 regiões de controle permitidas pelo gerador do *NREL offshore 5-MW baseline wind turbine*. Isto, por não haver ação de controle na região 1, por ser tratar de uma situação de arranque. Em cada região é definido um torque ao qual o gerador terá de se ajustar, sendo que o torque de máxima performance (43093.55 N·m) corresponde a uma velocidade de máxima performance de 1173.7 rpm, a uma potência elétrica de máxima performance de 5 MW e a uma eficiência do gerador de 94.4%. Na região 2 a lei de controle é definida com base numa constante de proporcionalidade ótima do gerador de 0.0255764 N·m/rpm². Isto quer dizer que o torque na região 2 será 0.0255764 vezes a velocidade filtrada ao quadrado. Na região 1^{1/2} o torque é ajustado de modo a que a velocidade no gerador cubra uma gama de velocidades entre 670 a 871 rpm. Na região 2^{1/2} a velocidade

do gerador é mantida a 99% da velocidade de máxima performance, ou seja, 1161.963 rpm e o torque calculado de acordo com o valor da percentagem de escorregamento do gerador definido em 10%. Tal como na região $2^{1/2}$, na região 3 a velocidade é mantida a 1161.963 rpm e o torque pode assumir valores elevados não ultrapassando nunca o valor máximo de 47402.91 N·m, valor esse 10% superior ao torque de máxima performance. A figura 2.9 (secção 2.2) ilustra a curva resultante da reposta do torque do gerador à velocidade do gerador para as diferentes regiões. A curva ótima (*Optimal*) representa a curva ótima desejada e a curva do controlador de velocidade variável (*variable-speed controller*) representa a curva que é possível obter com o controlador do torque do gerador. É na região 3 que as ações de controlo do controlador do ângulo das pás passa a prevalecer sobre as ações de controlo do controlador do torque do gerador. Detalhes adicionais sobre o controlador do torque do gerador podem ser consultados em Jonkman et al. (2009).

Controlador do Ângulo das Pás

O controlador do ângulo das pás é um controlador do tipo proporcional-integral (PI), incidente no erro entre a velocidade filtrada e a velocidade de máxima performance (1173.7 rpm), projetado a partir de um sistema simples de um único GDL do aerogerador. O termo derivativo foi desprezado, pois, por se tratar do controlo de processos estocásticos rápidos, a inclusão do termo derivativo faz com que os efeitos do ruído sejam amplificados. Sendo o objetivo do controlador do ângulo das pás regular a velocidade do gerador, o GDL utilizado no projeto do controlador foi a rotação angular do veio de alta velocidade[11]. Por forma a adaptar o controlador do ângulo das pás, projetado para instalações *onshore*, a instalações *offshore*, nomeadamente à plataforma DeepCwind, foram realizadas modificações nos ganhos do controlador[20]. Anteriormente[11], o ganho proporcional (K_p) e o ganho do integral (K_I), para um valor mínimo do ângulo das pás (0°), assumiam os valores 0.01882681 e 0.008068634 respetivamente. Com as modificações, o ganho proporcional e o ganho do integral passaram a assumir, respetivamente, valores de 0.006275604 e 0.0008965149[20]. Detalhes adicionais sobre o controlador do ângulo das pás podem ser consultados em Jonkman et al. (2009).

Capítulo 3

Simuladores Computacionais

Neste capítulo será apresentada uma breve descrição dos simuladores introduzidos na secção 1.3. O objetivo não é dotar o leitor de capacidades para utilização dos simuladores mas sim, fornecer uma visão global do método de processamento e o fim para os quais foram utilizados.

3.1 Simulador FAST

O código FAST[10] é um simulador computacional dinâmico, no domínio do tempo, utilizado tanto para turbinas eólicas *onshore* como para turbinas eólicas *offshore*. Nele estão presentes três módulos distintos: (1) módulo AeroDyn, (2) módulo HydroDyn e, (3) módulo de linearização. O módulo AeroDyn calcula os esforços, provenientes do vento, ao longo da pá utilizando a teoria do momento e elemento lâmina (*blade element/momentum theory*)[9], o módulo HydroDyn calcula os esforços, provenientes das ondas, na estrutura flutuante, utilizando as equações de Morison[9] e o módulo de linearização, permite obter modelos lineares, a partir de modelos não lineares, de aerogeradores[9]. Os módulos AeroDyn e HydroDyn recebem parâmetros do TurbSim e WAMIT[®], respetivamente. Em aplicações *offshore*, o FAST considera o conjunto plataforma flutuante, torre e aerogerador dividido em dois corpos: (1) plataforma flutuante, (2) torre e aerogerador. O código utiliza o método de Kane [12] por forma a descrever a dinâmica existente entre a plataforma e o conjunto torre e aerogerador. Esta dinâmica existente entre a plataforma e o conjunto aerogerador e torre, constitui uma dinâmica multi-corpo com 22 GDL para turbinas eólicas flutuantes, de eixo horizontal, com duas pás e 24 GDL para turbinas eólicas flutuantes, de eixo horizontal, com três pás. A nível de controlo, o código FAST permite simular cinco métodos básicos de controlo: (1) controlo do ângulo das pás, (2) controlo do torque do gerador, (3), controlo do travão do eixo de alta velocidade, (4) controlo do travão das pás (*tip brake*) e (5) controlo da posição da *nacelle* (ver Jonkman e Buhl (2005)). A inexistência de um módulo que permitisse aplicar metodologias de controlo próprios da plataforma fez com que fosse necessário recompilar o código fonte do simulador FAST. Ao se recompilar o código, foi possível introduzir as forças horizontais e verticais no módulo HydroDyn, que representam, respetivamente, os propulsores de posicionamento e balastro ativo descritos na sub-secção 2.1.2 do capítulo 2. Detalhes de como recompilar o código podem ser consultados na referência [7].

No presente estudo um aerogerador flutuante de eixo horizontal com três pás é analisado, sendo os 22 GDL (o aerogerador em estudo não possui GDL para o desvio do rotor e da cauda) relativos à sua dinâmica abaixo descritos e esquematizados na figura 3.1.

- 6 GDL - para a translação e rotação da plataforma.
- 4 GDL - para a flexibilidade da torre.
- 1 GDL - para o movimento de rotação da *nacelle*.
- 2 GDL - para o movimento do rotor e flexibilidade dos veios de transmissão.
- 9 GDL - para a flexibilidade das pás.

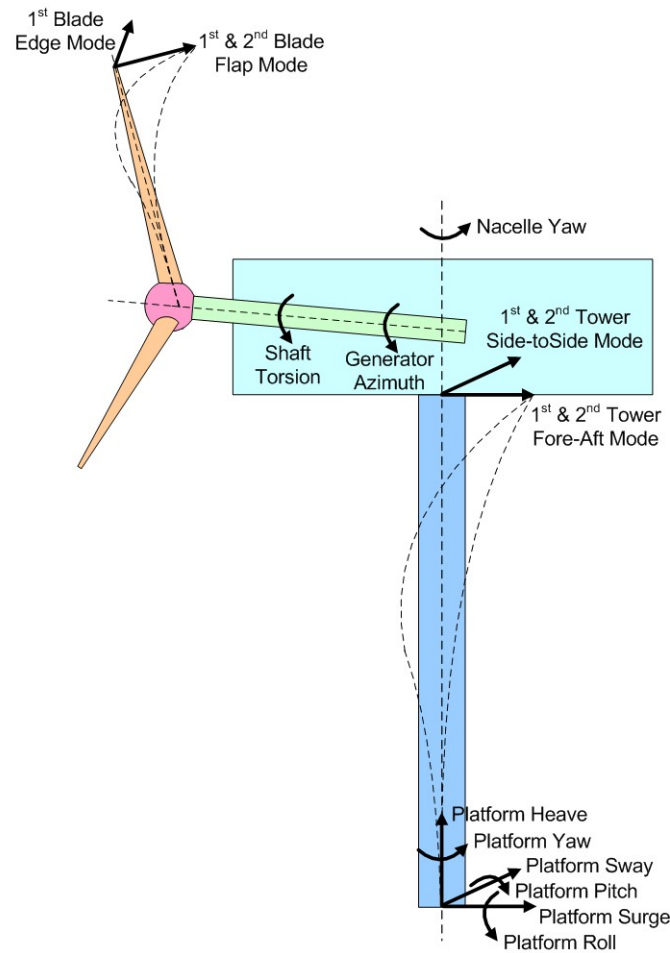


Figura 3.1: FAST: Representação dos 22 GDL. Cortesia de Tiago Duarte.

O simulador FAST vai ser utilizado como sendo o emulador do sistema real não linear, sendo que toda análise realizada neste estudo, terá como base os resultados provenientes das simulações realizadas no FAST.

3.2 Simulador WAMIT[®]

O WAMIT[®] é um simulador computacional desenvolvido para solucionar o problema da difração/radiação resultante da interação entre ondas superficiais e estruturas flutuantes e/ou submergidas. As saídas do WAMIT[®], nomeadamente a matriz de massa adicionada, os coeficientes de amortecimento e a força de excitação da onda, são utilizadas pelo módulo HydroDyn do FAST. Como entrada o WAMIT[®] recebe quatro ficheiros: (1) ficheiro.pot, (2) ficheiro.frc (3) ficheiro.cfg e (4) ficheiro.gdf (ver figura 1.6 secção 1.3). Estes ficheiros contêm toda a informação necessária à realização da simulação. O ficheiro com extensão POT contém informações relativas ao tipo de problema a resolver (radiação, difração ou ambos), período de simulação, quantidade de corpos envolvidos na análise e informações sobre a direção das ondas. O ficheiro FRC contém informação relativa ao centro de gravidade da(s) estrutura(s) em análise, bem como as saídas desejadas. O terceiro ficheiro, com a extensão CFG, contém configurações internas do simulador e configurações que permitem tirar partido da performance do computador em que se está a correr a simulação. O quarto e último ficheiro, com extensão GDF, contém informação relativa à geometria da(s) estrutura(s). A figura 3.2 apresenta um esquema geral das coordenadas globais (X, Y, Z), das coordenadas do corpo rígido (x, y, z) e da direção da onda β consideradas pelo WAMIT[®].

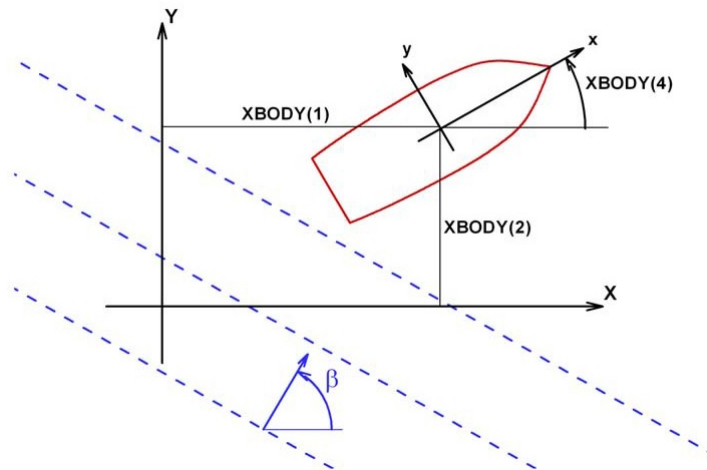


Figura 3.2: WAMIT: Coordenadas globais, coordenadas do corpo rígido e direção da onda. Fonte: referência [13].

3.3 Simulador TurbSim

O TurbSim [6], é um simulador computacional de vento cujas saídas são utilizadas como entradas no módulo AeroDyn do código FAST. O código utiliza modelos estatísticos para simular, numericamente, uma série temporal das três componentes, do vector velocidade do vento, para cada ponto de uma malha rectangular vertical, de duas dimensões, fixa no espaço. A altura e largura da malha têm de ter dimensões muito superiores ao diâmetro do rotor, sendo no mínimo superior a 10% do diâmetro do rotor[6]. A dimensão da série temporal tem de ser igual ou superior à da utilizada pelo código FAST.

A figura 3.3 exemplifica como é que a malha e os vectores velocidade de vento para cada malha, são consideradas pelo TubSim. A distribuição da velocidade do vento, ao longo dos pontos da rede, é feita com base em dois parâmetros: (1) altura do *hub*, (2) velocidade média do vento. O código incorpora

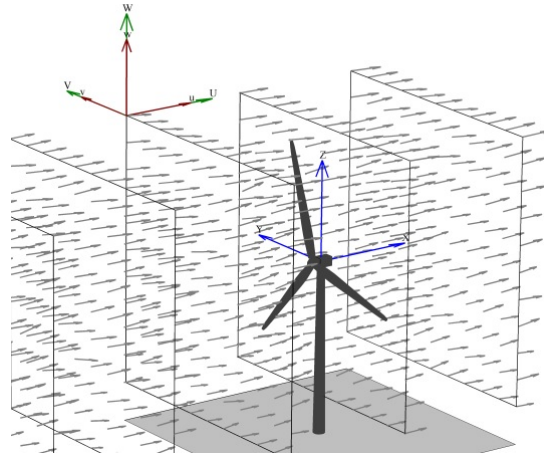


Figura 3.3: Vectores de velocidade do vento em cada rede. Fonte: referência [6].

modelos de caracterização do vento tais como *The Risø Smooth-Terrain model (SMOOTH)*, o espectro de energia de Kaimal (IECKAI) e o espectro de energia de Von Karman (IECVKM) para descrever o campo turbulento no plano do rotor (ver Jonkman e Kilcher (2012)), sendo que neste trabalho utiliza-se o espectro de energia de Kaimal.

Capítulo 4

Modelo Dinâmico Não Linear do Aerogerador Flutuante

Neste capítulo descreve-se o modelo não linear do aerogerador flutuante. É descrito o modelo hidrodinâmico, o modelo aerodinâmico, o modelo do estado do vento e o modelo do estado do mar. Com base nesses modelos, descreve-se o modelo equivalente que irá servir de base na análise do aerogerador flutuante em causa.

4.1 Modelo Dinâmico

Nesta secção, descreve-se o modelo hidrodinâmico e aerodinâmico que, combinados, servem de base à formulação do modelo aero-servo-hidro-elástico.

4.1.1 Equação do Movimento

A equação do movimento não linear do conjunto plataforma, torre e aerogerador é dada pela seguinte expressão:

$$M_{ij}(q, u_c, t)\ddot{q} = f_i(q, \dot{q}, u_c, t) \quad (4.1)$$

onde M_{ij} é a componente da matriz de massa inercial, q são os graus de liberdade, u_c são as ações de controlo de entrada, t é o tempo, \ddot{q} é a segunda derivada temporal dos graus de liberdade, f_i é a componente da função força associada ao grau de liberdade i e \dot{q} é a primeira derivada temporal dos graus de liberdade[9]. Com base no método de Kane as equações de movimento são obtidas por integração numérica. Este método incide sobre a segunda lei de Newton e tem a capacidade de solucionar sistemas holonómicos ou seja, sistemas sem escorregamento, função da posição e do tempo, não tendo qualquer dependência da velocidade. A equação de movimento de Kane para um sistema holonómico simples é dada pela seguinte expressão[12]

$$F_r + F_r^* = 0 \quad \text{para} \quad r = 1, 2, 3, \dots, p \quad (4.2)$$

onde p são as coordenadas generalizadas ou seja, graus de liberdade, F_r são as forças ativas generalizadas e F_r^* são as forças de inércia generalizadas.

4.1.2 Modelo Hidrodinâmico

A força externa total atuante sob a plataforma é dada por:

$$F_r^{Platform} = A_{ij}\ddot{q}_j + F_r^{Hydro} + F_r^{Lines} \quad (4.3)$$

onde A_{ij} é a matriz hidrodinâmica de massa adicionada, F_r^{Hydro} são as forças hidrodinâmicas na plataforma e F_r^{Lines} são as forças resultantes de todas as amarras aplicadas à plataforma. A matriz hidrodinâmica de massa adicionada (A_{ij}), bem com a matriz de amortecimento (B_{ij}) e a força de excitação das ondas (X_i) são utilizadas no cálculo das cargas hidrodinâmicas. O problema hidrodinâmico pode ser separado em três problemas independentes: o problema da radiação, o problema da difração e o problema da hidrostática. O problema da radiação traduz as cargas na plataforma, na ausência de ondas incidentes, resultante da oscilação forçada da plataforma, nos seus vários modos de vibração. O problema da difração traduz as cargas na plataforma resultante da dispersão das ondas incidentes, por parte da plataforma por esta se encontrar parada. Por fim o problema da hidrostática, que embora elementar, é crucial no comportamento da plataforma, traduzindo as cargas resultantes da flutuabilidade da mesma. Na equação (4.4) o primeiro termo, do lado direito, diz respeito à difração, o segundo e terceiro à hidrostática e o quarto à radiação.

$$F_r^{Hydro} = F_r^{Waves} + \rho_m g V_0 \delta_{i3} - C_{ij}^{Hydrostatic} q_j - \int_0^t K_{ij}(t - \tau) q_j(\tau) d\tau \quad (4.4)$$

Problema da Radiação

O quarto e último termo da equação (4.4) diz respeito ao problema da radiação. Este problema traduz as cargas na plataforma, na ausência de ondas incidentes, resultante da oscilação forçada da plataforma, nos seus vários modos de vibração. Por este problema ser independente do problema da difração, a radiação das ondas é independente das ondas incidentes. As cargas resultantes da radiação das ondas englobam contribuições hidrodinâmicas da massa adicionada e do amortecimento. A equação que define o problema da radiação é dada por:

$$F_r^{Radiation} = \int_0^t K_{ij}(t - \tau) q_j(\tau) d\tau \quad (4.5)$$

onde t é o tempo, τ é uma variável fictícia de unidades igual ao tempo, K_{ij} é a componente (i, j) da matriz conhecida como núcleo retardante da radiação de onda (*wave-radiation-retardation kernel*) e q_j são os graus de liberdade (ver Jonkman (2007)). No presente estudo as matrizes de massa adicionada e de amortecimento, que contribuem no cálculo das cargas de radiação no domínio do tempo, foram obtidas com auxílio do simulador WAMIT[®]. A figura 4.1 ilustra as matrizes de massa adicionada e de amortecimento, em função da frequência oscilatória, para os seis GDL da plataforma em estudo. Na figura só os elementos da diagonal superior da matriz de massa adicionada e da matriz de amortecimento são apresentadas, pois essas matrizes são simétricas na ausência de movimentos [20]. Também devido à

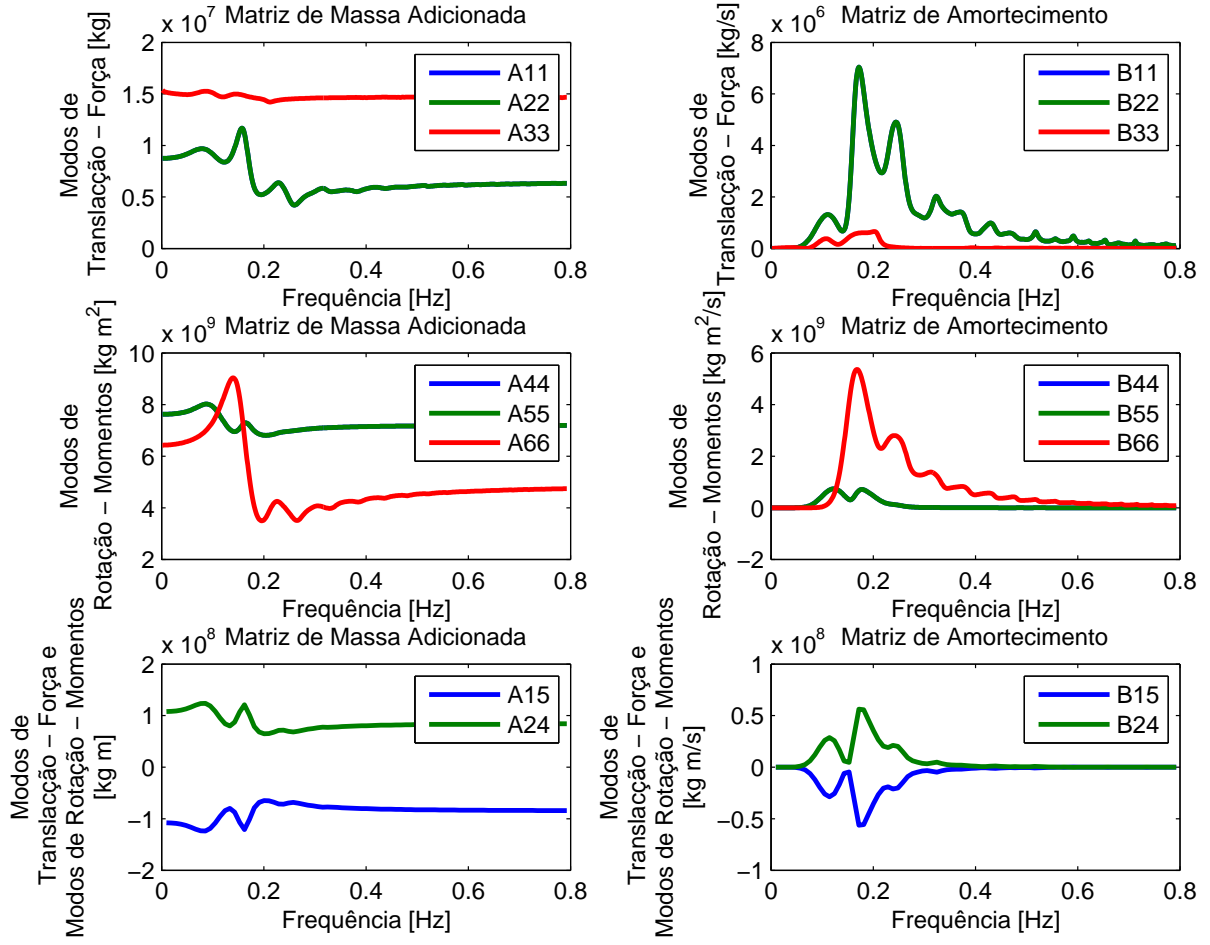


Figura 4.1: Massa adicionada e amortecimento da plataforma DeepCwind.

simetria, mas desta vez da plataforma, os elementos *surge-surge* das matrizes de massa adicionada e de amortecimento, A_{11} e B_{11} , respetivamente, são idênticos aos elementos *sway - sway*, A_{22} e B_{22} . Pelas mesmas razões os elementos *roll - roll*, A_{44} e B_{44} , são idênticos aos elementos *pitch - pitch*, A_{55} e B_{55} . Este comportamento prende-se ao fato do DeepCwind responder da mesma forma a ondas direcionadas a 0, 120 e 240 graus (figura 2.3 secção 2.1.1) [20].

Problema da Difração

O problema da difração, primeiro termo da equação (4.4), representa o total das forças de excitação sob a plataforma, resultante das ondas incidentes. Este problema está relacionado com a elevação da onda (ζ). O termo da difração é assim dado por:

$$F_r^{Waves}(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} W(\omega) \sqrt{2\pi S_\zeta(\omega)} X_i(\omega, \beta) e^{j\omega t} d\omega \quad (4.6)$$

em que ω representa a frequência e β a direção das ondas incidentes, $X_i(\omega, \beta)$ é um vector de valores complexos representando a força de excitação da onda sob a plataforma, normalizado por unidade de amplitude de onda, S_ζ representa a densidade espectral de energia (DEE) bilateral da elevação da onda

por unidade de tempo e $W(\omega)$ representa a transformada de Fourier da realização do ruído branco Gaussiano (RBG) de um processo temporal de média nula e variância unitária (ver Jonkman (2007)).

Problema da Hidrostática

Na equação (4.4), o termo da hidrostática corresponde ao segundo e terceiro termos do lado direito da equação, estando relacionado com as forças e momentos de flutuação, sendo um problema crucial no comportamento geral da plataforma. Posto isto, define-se a equação do equilíbrio hidrostático como sendo:

$$F_r^{Hydrostatic} = \rho_m g V_0 \delta_{i3} - C_{ij}^{Hydrostatic} q_j \quad (4.7)$$

onde ρ_m é a densidade da água, g é a aceleração da gravidade, V_0 é o volume do fluido deslocado, δ_{i3} é o componente $(i, 3)$ da função Delta de Kronecker. Juntos $\rho_m g V_0 \delta_{i3}$ representam a flutuabilidade dado pelo princípio de Arquimedes. q_j são os graus de liberdade e C_{ij} dado por:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \rho_m g A_0 & 0 & -\rho_m g \int_{A^0} x dA & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \rho_m g \int_{A^0} y^2 dA + \rho_m g V_0 z_{COB} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\rho_m g \int_{A^0} x dA & 0 & \rho_m g \int_{A^0} x^2 dA + \rho_m g V_0 z_{COB} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

é a componente (i, j) da matriz dos coeficientes lineares de reposição hidrostática (ver Jonkman (2007)).

Sistema de Amarração

Os sistemas de amarrações são utilizados como meio de aprisionamento da plataforma de modo a que resista e se mantenha estável contra correntes, ondas e ventos. O sistema de amarras é composto por um determinado número de cabos conectados numa extremidade à plataforma e ancorados ao fundo do mar na outra extremidade. As tensões nas amarras são importantes para manter a estabilidade da plataforma. Essas tensões dependem da flutuabilidade da plataforma, do peso das amarras na água, da elasticidade das amarras, dos efeitos viscosos de separação e do número de amarras. Neste caso, o sistema de amarras é modelado como um sistema linear em que as contribuições da inércia e do amortecimento são ignorados, sendo o sistema de amarração considerado como um modelo homogêneo de linhas de amarrações catenárias (figura 4.2). Detalhes sobre sistemas de amarrações podem ser consultados em [16]. Este modelo contabiliza o peso do fluido, a deformação elástica e a fricção do fundo do mar para cada amarra, ignorando a rigidez à flexão (Jonkman (2007)). A carga total sob a plataforma, resultante da contribuição de todas as amarras é dada por:

$$F_r^{Lines} = F_r^{Lines,0} - C_{ij}^{Lines} q_j \quad (4.9)$$

onde $F_r^{Lines,0}$ é a pré-tensão resultante do peso da extremidade das amarras que não se encontram em repouso no fundo do mar, sendo zero se as amarrações catenárias tiverem flutuabilidade neutra. C_{ij}^{Lines} é a componente (i, j) da matriz dos coeficientes lineares de reposição das amarras e q_j é o j -ésimo grau de liberdade.

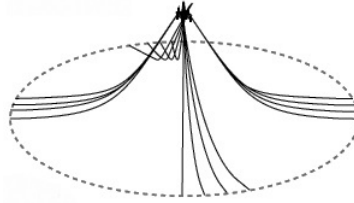


Figura 4.2: Sistema de amarrações catenárias. Fonte: modificada da referência [16].

4.1.3 Modelo Aerodinâmico

Nesta sub-seção é descrito o modelo aerodinâmico que rege a dinâmica do aerogerador. Serão apresentadas as teorias do momento e do elemento lâmina (BEM) e um modelo que caracteriza a influência da torre na aerodinâmica do aerogerador.

Blade Element Momentum

A teoria BEM é originária de duas teorias: (1) teoria do elemento lâmina (*blade element theory*) e (2) teoria do momento (*momentum theory*) [15]. A primeira assume que as pás do aerogerador podem ser divididas em pequenos elementos em que cada elemento atua de forma independente aos elementos da sua vizinhança, operando aerodinamicamente como um perfil alar bidimensional, onde as forças aerodinâmicas são calculadas com base nas condições de escoamento local. Para o caso do aerogerador os elementos são considerados ao longo da extensão longitudinal das pás, sendo a força total atuante sobre o aerogerador o somatório das forças nos elementos. A teoria do momento assume que a perda de pressão no plano do rotor é causada pelo trabalho realizado pelo escoamento de ar que passa através do plano do rotor, nos elementos lâmina, permitindo assim calcular as velocidades induzidas resultantes da perda de pressão no escoamento tangencial e axial. As velocidades induzidas afetam o fluxo do escoamento no plano do rotor e consequentemente as forças calculadas pela teoria das lâminas. Estas duas teorias, quando combinadas, permitem estabelecer um processo iterativo que visa determinar as forças aerodinâmicas e as velocidades induzidas nas imediações do rotor (ver Moriarty e Craig Hansen (2005)). Na prática, à medida que os elementos rodam no plano do rotor, eles traçam região anelares, de largura dr (figura 4.3), através das quais se realizam o balanço do momento. Nessas regiões ocorre a alteração do escoamento local no plano do rotor devido à velocidades induzidas resultante da recirculação do escoamento imediatamente atrás do plano do rotor. A figura 4.4 ilustra o perfil alar utilizado pela teoria BEM para definir cada um dos seus elementos. Nessa mesma figura encontram-se representadas as velocidades e os ângulos que determinam as forças no elemento e também as velocidades induzidas. Na figura 4.5 o mesmo perfil é apresentado, mas desta vez esquematizando a resultante das forças aerodinâmicas no elemento e as suas componentes,

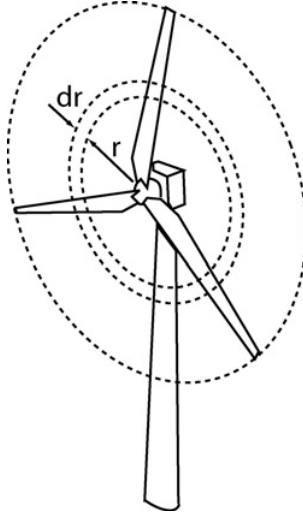


Figura 4.3: BEM - plano anelar. Fonte: referência [15].

perpendicular e paralelo ao plano do rotor. As componentes das forças aerodinâmicas, perpendicular e paralelas ao plano do rotor, são as forças dominantes no aerogerador e são elas o impulso, componente perpendicular e o torque, componente paralela, ambos determinados com base no ângulo de ataque α .

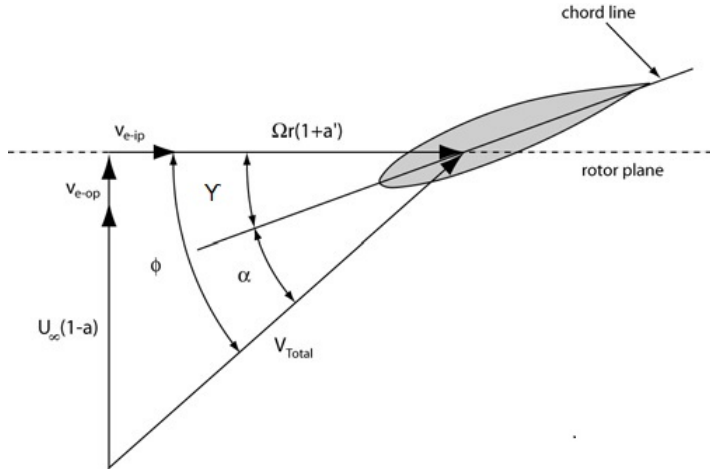


Figura 4.4: BEM - perfil alar dos elementos, velocidades e ângulos de escoamento. Fonte: modificada da referência [15].

A partir da teoria do elemento lâmina as forças de impulsão e o torque, distribuídas em torno de uma região anelar de largura dr (figura 4.3), são equivalentes a[15]:

$$dT = B \frac{1}{2} \rho_a V_{total}^2 (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) c dr \quad (4.10)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho_a V_{total}^2 (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) c r dr \quad (4.11)$$

Onde dT denomina o impulso no elemento, dQ o torque no elemento, B o número de pás, ρ_a a densidade do ar, V_{total} a velocidade total no elemento, C_l o coeficiente de sustentação, C_d o coeficiente de arrasto, c o comprimento da corda, r_r o raio local e ϕ o ângulo do fluxo local. De modo a relacionar as equações

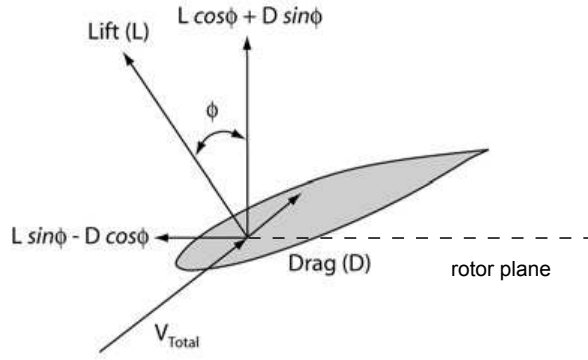


Figura 4.5: BEM - Forças aerodinâmicas. Fonte: modificada da referência [15].

4.10 e 4.11 às velocidades induzidas no plano do rotor, incorpora-se a parte da teoria do momento, que indica que o impulso e o torque extraídos por cada região anelar são equivalentes a[15]:

$$dT = 4\pi r_r \rho_a U_\infty^2 (1 - a) a dr \quad (4.12)$$

$$dQ = 4\pi r_r^3 \rho_a U_\infty^2 \Omega (1 - a) a' dr \quad (4.13)$$

Onde U_∞ denomina a velocidade média, Ω a velocidade do rotor, a o fator de indução axial e a' fator rotacional ou tangencial de indução. Introduzindo a tabela bidimensional do perfil alar contendo os coeficientes de sustentação e arrasto em função do ângulo de ataque ter-se-á um conjunto de equações a resolver iterativamente para as velocidades induzidas e forças em cada elemento lâmina. Por causa da sua simplicidade a teoria BEM tem algumas limitações[15]. De modo a corrigir essas limitações alguns fatores de correção são introduzidos antes de se iniciar o processo iterativo. Essas correções englobam modelos de perdas no *hub* e nas pontas das pás que contabilizam o efeito de vórtice nessas regiões, correções de Glauret que contabilizam velocidades induzidas elevadas e o enviesamento na recirculação que contabiliza o escoamento não perpendicular ao plano do rotor. Detalhes adicionais podem ser encontrados em Moriarty e Craig Hansen (2005).

Influência da Torre

O fato do aerogerador se encontrar acoplado à torre faz com que a torre influencie a aerodinâmica das pás. Essa influência é modelada utilizando a solução do escoamento potencial em torno de um cilindro juntamente com o modelo de recirculação do fluxo, imediatamente atrás da torre e dependente do coeficiente de arrasto da mesma e do modelo de obstrução da torre para situações de rotor posicionado no sentido favorável ao vento[15], como é o caso do aerogerador em estudo. O modelo fornece a influência da torre no campo de velocidade local em todos os pontos em torno da torre bem como o aumento na velocidade do vento em torno das laterais da torre e a componente da velocidade cruzada do escoamento nas imediações da torre. Fora da região de recirculação do escoamento, a influência da torre no campo

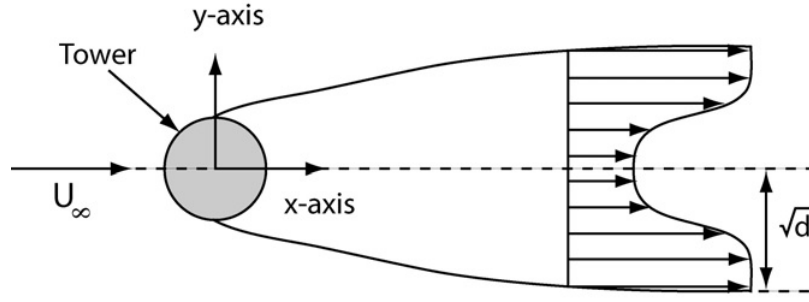


Figura 4.6: Esquema de parâmetros do modelo de influência da torre. Fonte: referência [15].

de velocidades adimensional é baseada nas seguintes equações[15]:

$$u' = 1 - \frac{(x + 0.1)^2 - y^2}{((x + 0.1)^2 + y^2)^2} + \frac{C_d}{2\pi} \frac{x + 0.1}{(x + 0.1)^2 + y^2} \quad (4.14)$$

$$v' = 2 \frac{(x + 0.1)y}{((x + 0.1)^2 + y^2)^2} + \frac{C_d}{2\pi} \frac{y}{(x + 0.1)^2 + y^2} \quad (4.15)$$

Onde u' e v' são as componentes do vento horizontal, nas direções x e y , respetivamente, normalizado pelo fluxo livre da velocidade horizontal do vento no ponto de interesse. Os parâmetros x e y correspondem, respetivamente, à distância favorável e cruzado relativamente ao vento normalizado pelo raio da torre na altura de interesse (figura 4.6). Tendo definido as componentes adimensionais do campo de velocidade, ter-se-á que as velocidades locais serão dadas pelas seguintes expressões[15]:

$$U_{local} = u'U_{\infty} \quad (4.16)$$

$$V_{local} = v'U_{\infty} \quad (4.17)$$

4.2 Modelo do Estado do Vento e Mar

No presente estudo, três tipos de estados do vento e três tipos de estado do mar foram considerados. Consideraram-se os estados de vento e mar nulos, não estocástico (regular/determinístico) e estocástico (irregular/não determinístico).

4.2.1 Modelo do Estado de Vento

O estado de vento nulo consiste num estado do vento em que a velocidade média do vento é nula ou seja o aerogerador não se encontra submetido a esforços resultantes do vento. No caso do estado de vento não estocástico e estocástico, a componente média da velocidade não é nula, sendo que para o estado de vento não estocástico considera-se o vento estacionário em que apenas existe uma componente direcional, não existindo qualquer flutuação em torno do valor médio e para o estado de vento estocástico considera-se vento turbulento em que existem as três componentes direcionais do vento, sendo descritos pelo espectro

de Kaimal. O espectro de Kaimal para os três componentes do vento $K_v = u, v, w$ é definido por[6]:

$$S_{K_v}(\omega) = \frac{4\sigma_K^2 \frac{L_{K_v}}{u_{hub}}}{(1 + 6\omega \frac{L_{K_v}}{u_{hub}})^{\frac{5}{3}}} \quad (4.18)$$

Onde σ representa o desvio padrão, L o parâmetro de escala, ω a frequência e u_{hub} a velocidade média do vento à altura do *hub*. O parâmetro de escala para a componente horizontal (u), cruzado (v) e vertical (w) do vento é dado por[6]:

$$L_{K_v} = \begin{cases} 8.10\Lambda_U, & K_v = u \\ 2.70\Lambda_U, & K_v = v \\ 0.66\Lambda_U, & K_v = w \end{cases} \quad (4.19)$$

Em que Λ_U é o parâmetro de escala turbulento para uma determinada altura do *hub* ($HubHT$), sendo que para aplicações *offshore* é definido do seguinte modo[6]:

$$\Lambda_U = 0.7 \cdot \min(60, HubHt) \quad (4.20)$$

Já a relação entre desvio padrão para as diferentes componentes do vento é dada por:

$$\sigma_v = 0.8\sigma_u \quad (4.21)$$

$$\sigma_w = 0.5\sigma_u \quad (4.22)$$

Tendo em conta que neste estudo o principal objetivo é a estabilidade da plataforma, apenas duas velocidades médias para estados de vento não nulas foram consideradas: (1) vento com velocidade média de 11.7 m/s (ligeiramente superior à velocidade média que permite o aerogerador trabalhar no máximo de performance (ver tabela 2.4)) e (2) vento com velocidade média de 25 m/s. A figura 4.7 ilustra o espectro de Kaimal para as duas velocidades médias consideradas.

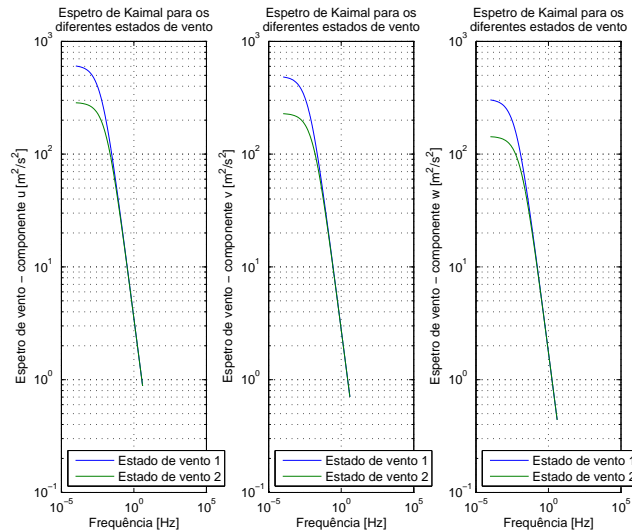


Figura 4.7: Espectro de Kaimal para as diferentes velocidades médias do estado do vento não nulo.

4.2.2 Modelo do Estado do Mar

O estado de mar nulo consiste num estado de mar sem ondulação ou seja a plataforma encontra-se submergida no seu ponto de funcionamento e não há qualquer onda incidente sobre ela. Já para o estado de mar não estocástica e estocástica existem ondas incidentes sobre a plataforma. No caso não estocástico essa ondulação é caraterizada por uma função sinusoidal, enquanto que no caso estocástico é caraterizado pelo espectro de JONSWAP. O espectro de JONSWAP é definido por[9]:

$$S_{\zeta}(\omega) = \frac{1}{2\pi} \frac{5}{16} H_s^2 T_p \left(\frac{\omega T_p}{2\pi} \right)^{-5} \exp \left[-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega T_p}{2\pi} \right)^{-4} \right] [1 - 0.287 \ln(\gamma)] \gamma^{\exp \left\{ -0.5 \left[\frac{\frac{\omega T_p}{2\pi} - 1}{F(\omega)} \right]^2 \right\}} \quad (4.23)$$

Onde ω é a frequência, H_s é a altura da onda significativa, T_p é o período de pico, γ é o parâmetro da forma do pico de um dado estado de mar irregular e F o fator de escala sendo esses dois últimos definidos por[9]:

$$F(\omega) = \begin{cases} 0.07 & \text{para } \omega \leq \frac{2\pi}{T_p} \\ 0.09 & \text{para } \omega > \frac{2\pi}{T_p} \end{cases} \quad (4.24)$$

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \text{para } \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 3.6 \\ \exp \left(5.75 - 1.15 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \right) & \text{para } 3.6 < \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 5 \\ 1 & \text{para } \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} > 5 \end{cases} \quad (4.25)$$

Uma combinação dos estados de mar periódicos apresentados em [20, 8, 22, 3] permitiu construir a seguinte tabela 4.1, onde alguns dos estados de mar periódicos, nela presentes, vão ser utilizados na simulação do modelo não linear e no teste do controlador da plataforma. A figura 4.8 ilustra o espectro de JONSWAP para os diferentes estados de mar periódicos presentes na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Estados de mar periódicos

Estado de Mar	T_p (s)	H_s (m)
1	2.0	0.09
2	4.8	0.67
3	8.1	2.44
4	9.7	3.66
5	10	6.00
6	17	15.24

Neste estudo foi desprezado o efeito das correntes pois, toda a teoria hidrodinâmica apresentada na subsecção 4.1.2 foi desenvolvida com base na hipótese de que as correntes são desprezáveis (ver Jonkman (2007)).

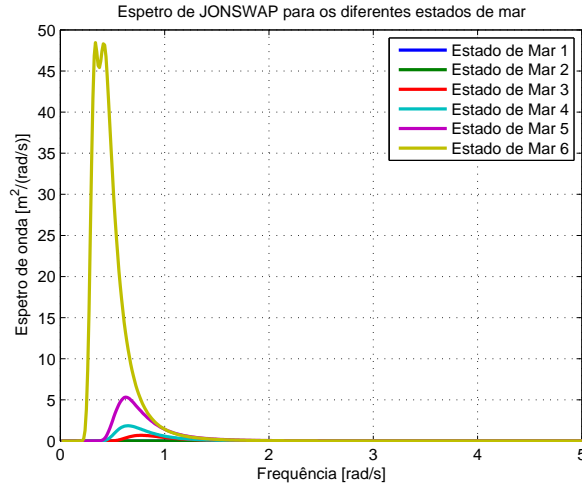


Figura 4.8: Espectro de JONSWAP para os diferentes estados de mar periódicos.

4.3 Modelo Equivalente do Aerogerador Flutuante

Tendo descrito o modelo hidrodinâmico, o modelo aerodinâmico, o modelo do estado do vento e o modelo do estado do mar, falta descrever o modelo equivalente do aerogerador flutuante. Este modelo equivalente é resultante do acoplamento físico entre a plataforma e o conjunto torre-aerogerador. A figura 4.9 esquematiza de forma simplificada o modelo equivalente resultante do acoplamento físico. Este modelo retrata a interação entre a dinâmica da plataforma e a dinâmica do conjunto torre-aerogerador, sendo a interface a base da torre que se encontra encastrada à plataforma, o que leva que as forças e os momentos gerados pelo vento no rotor se repercutam ao longo dos mecanismos que compõem o aerogerador, passando pela torre até chegar a sua base, onde essas forças e momentos se transferem para a plataforma. O mesmo ocorre às forças e momentos gerados na plataforma devido à ondulação.

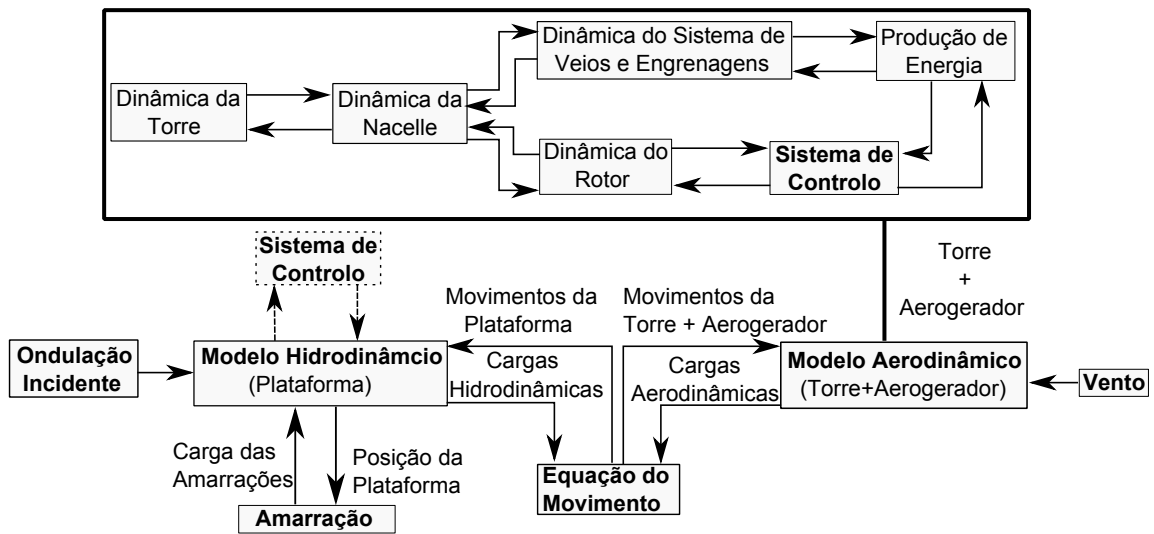


Figura 4.9: Esquema do modelo equivalente do aerogerador flutuante.

Na figura 4.9 o sistema de controlo associado à plataforma encontra-se envolto em linhas tracejadas por

não existir e por ser o seu desenvolvimento um dos objetivos do presente trabalho.

Capítulo 5

Simulação do Modelo Não Linear do Aerogerador Flutuante

Neste capítulo é apresentada a grelha de simulações contendo as condições ambientais a que o modelo não linear do aerogerador flutuante se encontra submetido. O simulador FAST, descrito na secção 3.1, vai ser utilizado pois, ele permite reproduzir a dinâmica real do aerogerador flutuante em causa. Serão apresentados os resultados das simulações e as conclusões a elas subjacentes.

5.1 Grelha de Simulações

Os diferentes estados de vento e mar existentes na realidade permitem elaborar uma grelha de simulação, resultante da combinação entre ambas, o mais realista possível. Condições de vento e mar nulo não se verificam na realidade, mas são condições de simulação importantes pois permitem estabelecer as condições de equilíbrio do sistema. Entre as simulações importantes também se encontram as condições de máxima performance do gerador e as condições ambientais extremas em que o aerogerador é resguardado de modo a manter a integridade do sistema. A tabela 5.1 contém a grelha de simulações nas condições já referidas e mais uma condição típica que tende a aproximar a simulação o mais perto possível da realidade. Em todas as simulações a profundidade da água considerada é de 200 metros. O facto de se considerar

Tabela 5.1: Grelha de simulações do modelo não linear.

	Vento	Mar
Simulação 1	Nulo	Nulo
Simulação 2	Estacionário de 11.7 m/s, $\theta = 0^\circ$	Nulo
Simulação 3	Estacionário de 11.7 m/s, $\theta = 0^\circ$	Regular, Hs=6 m, Tp=10 s , $\beta=0^\circ$
Simulação 4	Estacionário de 25 m/s, $\theta = 0^\circ$	Nulo

estacionário a excitação do vento e regular a excitação da onda, foge um bocado à realidade, mas permite estabelecer uma relação causa efeito entre a excitação do sistema e os seus modos de vibração pois a excitação é perfeitamente compreendida (não estocástica). O tempo de simulação é de 5400 segundos (1

hora e 30 minutos), em que os primeiros 1500 segundos (25 minutos) foram desconsiderados de modo a retirar o efeito transitório devido às condições iniciais. O conteúdo dos principais ficheiros de entrada do simulador FAST encontram-se no anexo A. Os ficheiros em causa dizem respeito à primeira simulação, sendo as diferenças para as restantes simulações as que se encontram na tabela 5.2. No que diz respeito aos controlos existentes no aerogerador, eles permanecem ativos em todas as simulações ou seja o ângulo das pás e o torque do gerador são controlados em todas as etapas da simulação. Quanto ao controlo na plataforma ele permanece desativo pois os controladores serão desenvolvidos posteriormente neste estudo. Nos resultados das simulações realçam-se as rotações e translações da plataforma, o ângulo das pás, o torque e a potência elétrica no gerador, os deslocamentos no topo da torre, as forças e momentos no topo da torre e as forças e momentos na base da torre, sendo aqui ilustradas apenas os gráficos das translações e rotações da plataforma, encontrando-se os restantes no anexo B.

Tabela 5.2: Simulação do modelo não linear - variáveis dos ficheiros de entrada do simulador.

	<i>WaveMod</i> (Ficheiro da plataforma A.2)	<i>Speed</i> (Ficheiro de vento A.6)
Simulação 1	0	0
Simulação 2	0	11.7
Simulação 3	1	11.7
Simulação 4	0	25

5.2 Simulação 1

Com esta simulação pretende-se estabelecer as condições de equilíbrio do aerogerador flutuante. Para tal, não se introduziu nenhuma perturbação ao sistema, deixando-a livre até atingir o regime estacionário. A figura 5.1 ilustra as translações e rotações da plataforma. Verifica-se que praticamente todos os deslocamentos são nulos à exceção do *pitch* que assume valores negativos devido ao posicionamento do rotor do aerogerador que se encontra ligeiramente afastado da origem do referencial da plataforma (ver figuras 2.1, 2.3 e 2.10 da secção 2.1 e das sub-secções 2.1.1 e 2.2.1, respetivamente). Esse deslocamento, apesar de existente, não é significativo pois, o valor médio absoluto encontra-se nos 0.0794 graus.

5.3 Simulação 2

O objetivo desta simulação é de averiguar o comportamento do aerogerador flutuante quando este se encontra sujeito a condições ambientais, nomeadamente condições de vento, que o permite trabalhar no máximo de performance. Não foi considerada a ondulação de modo a que os efeitos sobre a plataforma fosse toda ela proveniente do vento, por forma a se perceber os efeitos do aerogerador sobre a plataforma. Ao se considerar o vento estacionário, apenas a componente horizontal do vento é considerada, ou seja, limita-se o problema admitindo que o aerogerador está sempre direcionado ao vento, não sendo necessário o ajuste do ângulo da *nacelle*, o que aconteceria caso outras componentes do vento existissem. A figura 5.2 ilustra as translações e rotações da plataforma para esta situação. Observa-se que os resultados são

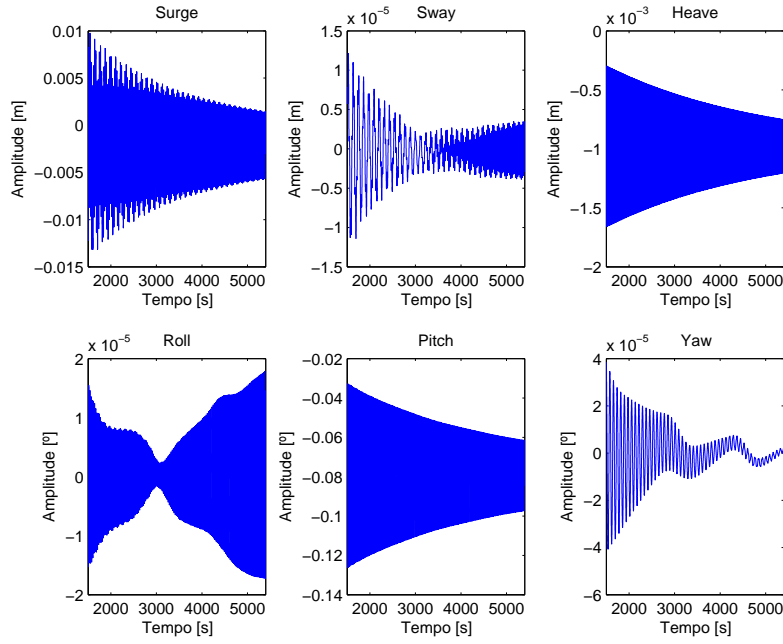


Figura 5.1: Simulação 1 - Translações e rotações da plataforma.

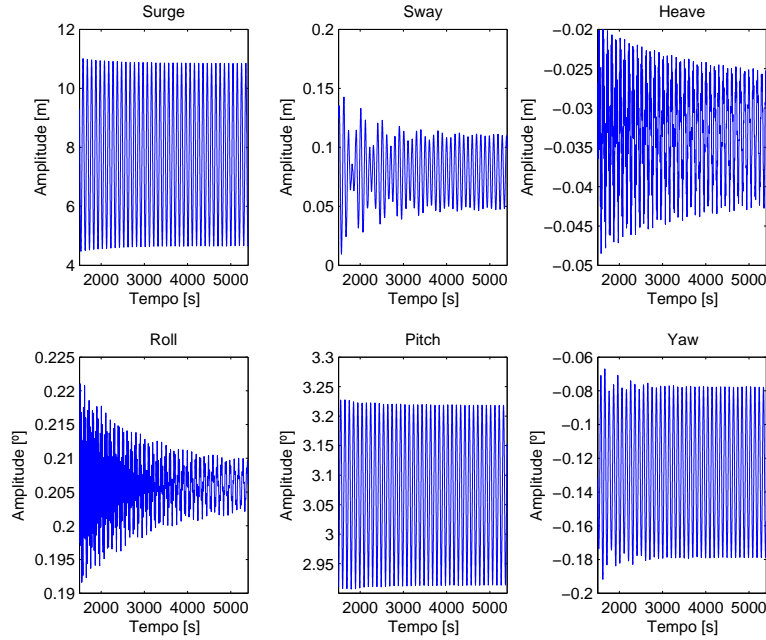


Figura 5.2: Simulação 2 - Translações e rotações da plataforma.

satisfatórios. O *sway*, o *heave* o *roll* e o *yaw* apresentam valores médios absolutos baixos, 0.0786 m, 0.0328 m, 0.2039° e 0.1260°, respetivamente. O *surge* apresenta um carácter oscilatório (aproximado de ± 3.5 m) em torno do seu valor médio absoluto (7.6337 m) de fraco amortecimento. Este comportamento oscilatório prende-se com o fato das amarrações atingirem a saturação. No caso do *pitch*, apesar de o valor médio absoluto ser de aproximadamente 3.0720 graus, o que leva com que o plano do rotor não esteja perpendicular ao vento, o valor é aceitável. Este valor é muito dependente dos esforços nas pás do aerogerador, sendo ele diretamente influenciado pelo ângulo das pás como teremos oportunidade de

comprovar na quarta simulação.

5.4 Simulação 3

A terceira simulação é praticamente uma réplica da segunda. A única diferença é a presença da ondulação regular caracterizada por uma função sinusoidal. O efeito da ondulação pode ser observado na figura 5.3 onde, em todos os casos, manteve-se o valor médio absoluto da amplitude. A ondulação veio, no entanto,

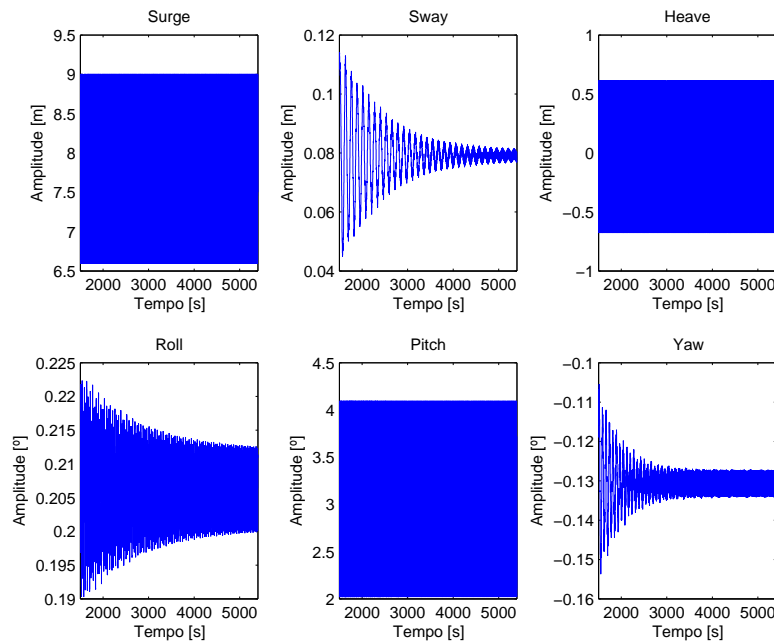


Figura 5.3: Simulação 3 - Translações e rotações da plataforma.

aumentar as oscilações das respostas, aumentando significativamente a variabilidade em torno do valor médio absoluto, no caso do *heave* e *pitch*, e diminuindo as amplitudes, no caso do *surge*, apresentando para os três casos um fraco amortecimento. Tomando como exemplo o *heave* percebe-se facilmente o porquê deste comportamento. Por se tratar de ondulação regular, quando o pico da onda alcança a plataforma tende a elevá-la e quando passa, a cava da onda tende a baixar mesmo abaixo do valor médio pois a montante uma nova onda se dirige para plataforma. Nos outros GDL (*sway*, *roll* e *yaw*) o comportamento é semelhante ao verificado na simulação 2.

5.5 Simulação 4

As condições do vento desta simulação são as condições extremas no qual o aerogerador é resguardado de modo a proteger a sua integridade. Contudo, sujeitou-se o aerogerador a estas condições de modo a avaliar o seu comportamento. A figura 5.4 ilustra as translações e rotações da plataforma para este evento. Olhando para o *surge* observa-se que o valor médio absoluto (aproximadamente 3.75 m) é inferior ao da simulação 2 e 3. Isto, porque o controlador do ângulo das pás aumentou o ângulo das mesmas por forma a manter a produção de energia elétrica, o que fez com que o esforço sobre as pás se reduzisse,

diminuindo consequentemente o *surge* da plataforma. A mesma justificação é válida para o *pitch* da plataforma (valor médio absoluto de 1.3154 graus). Já o mesmo não acontece para o *yaw* que devido a esta situação de aumento do ângulo das pás e das condições extremas de vento induz efeito giroscópico no aerogerador, o que faz aumentar o valor médio absoluto do *yaw* da plataforma. O *sway* passou a ter um valor médio negativo que não é significativo pois ronda os zero metro (-0.0323 m). O *heave* e o *roll* a par das altas amplitudes iniciais tendem para valores médios absolutos perto de zero.

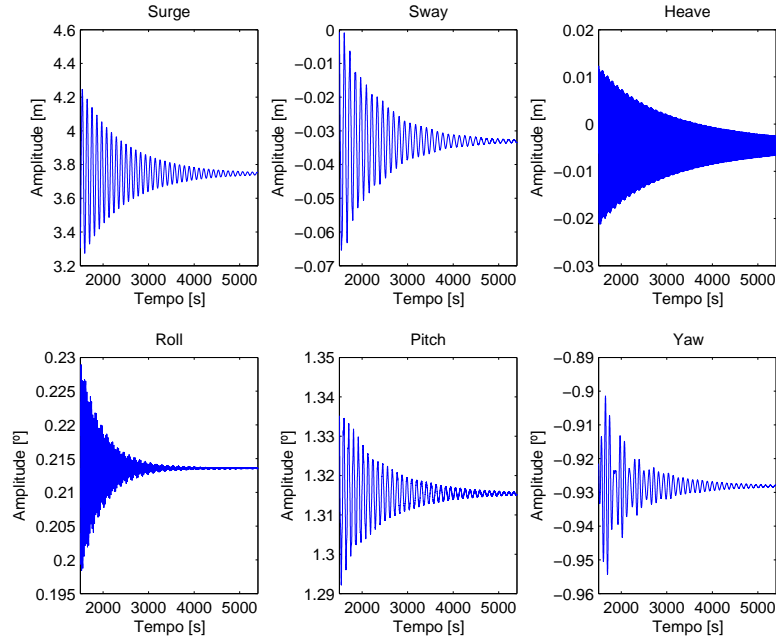


Figura 5.4: Simulação 4 - Translações e rotações da plataforma.

5.6 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações para quatro situações distintas (tabela 5.1). Verificou-se que para condições de vento e mar nulas, o deslocamento da plataforma (translação e rotação) é praticamente inexistente, à exceção do *pitch* da plataforma, que assumiu valores negativos devido ao desalinhamento entre o rotor e o centro da plataforma (secção 5.2). Nas condições de vento que permitem o aerogerador trabalhar no máximo de performance, verifica-se que a plataforma apresenta bom comportamento, verificando-se a saturação das amarras com consequências diretas no *surge* da plataforma (secção 5.3). Ao se introduzir ondulação verificou-se que a sua influência residia praticamente no carácter oscilatório do comportamento da plataforma (secção 5.4). Nas condições extremas de vento, o controlador do ângulo das pás, na tentativa de manter a produção de energia, conseguiu que a plataforma se comportasse normalmente (secção 5.5). Resultados para o ângulo das pás (iguais para as três pás), o torque e a potência elétrica no gerador, os deslocamentos no topo da torre, as forças e momentos no topo da torre e as forças e momentos na base da torre para as simulações 1, 2, 3 e 4 encontram-se, respetivamente, nas secções B.1, B.2, B.3, B.4 do anexo B.

Capítulo 6

Linearização do Modelo Dinâmico do Aerogerador Flutuante

Neste capítulo apresenta-se o modelo linear a utilizar na síntese dos controladores do capítulo 7. Este modelo linear vai ser obtido de duas formas, a primeira, utilizando técnicas de identificação de sistemas, nomeadamente o método do decremento logarítmico e a segunda, utilizando o módulo de linearização do simulador FAST. Os dois modelos vão ser comparados por forma a adotar um único modelo final para a síntese dos controladores. O método do decremento logarítmico foi utilizado, em detrimento do método de Levy[14] e da desconvolução[14], pois permitiu de forma simples estimar uma função de transferência que retratasse o comportamento de segunda ordem pura (sem zeros) da plataforma. Enquanto que os modelos estimados com os métodos de Levy e da desconvolução, não descritos neste trabalho, se tornavam melhores quanto maior fosse a ordem do modelo final estimado. Com o método do decremento logarítmico foi possível obter modelos de segunda ordem que descreviam, de forma aceitável, a dinâmica da plataforma.

6.1 Método do Decremento Logarítmico

O método do decremento logarítmico permite avaliar a resposta de sistemas amortecidos, especificamente o fator de amortecimento ξ . Quando sujeito a vibração livre, um sistema amortecido tende a responder de acordo com o ilustrado na figura 6.1, apresentando picos que se vão dissipando à medida que o tempo tende para infinito. Considerando dois desses picos, espaçados por n ciclos de oscilação, tem-se que a razão entre esses dois picos, x_0 e x_n , é dada por[19]:

$$\frac{x_0}{x_n} = e^{\frac{2\pi n \xi}{\sqrt{1-\xi^2}}} \quad (6.1)$$

Onde $\Delta_l = \ln \frac{x_1}{x_2}$, designa o decremento logarítmico ou seja o logaritmo natural da razão de amplitudes, entre dois ciclos consecutivos[19]. A analogia para n ciclos da expressão do decremento logarítmico, quando combinado com a eq. 6.1 permite escrever uma nova expressão para o decremento logarítmico da

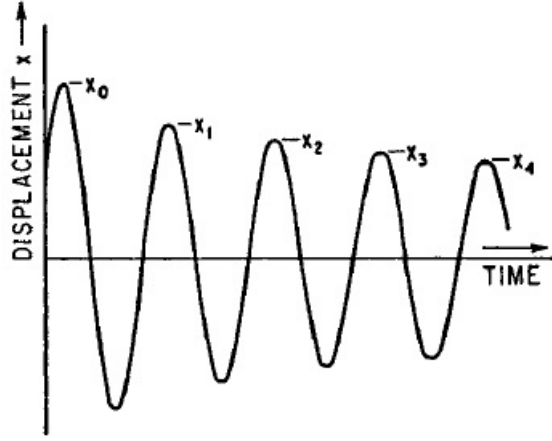


Figura 6.1: Resposta de um sistema amortecido sujeito a vibração livre. Fonte: referência [19].

seguinte forma:

$$\Delta_l = \frac{1}{n} \ln \frac{x_0}{x_n} = \frac{2\pi\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \quad (6.2)$$

Tendo a resposta amortecida, facilmente se calcula o fator de amortecimento:

$$\xi = \frac{\ln \frac{x_0}{x_n}}{\sqrt{4\pi^2 n^2 + (\ln \frac{x_0}{x_n})^2}} \quad (6.3)$$

Sabendo o fator de amortecimento calcula-se os restantes parâmetros que caracterizam o sistema, nomeadamente o período amortecido T_a , a frequência natural amortecida w_a e a frequência natural não amortecida w_n :

$$T_a = \frac{T_n - T_0}{n} \quad (6.4)$$

$$w_a = \frac{2\pi}{T_a} \quad (6.5)$$

$$w_n = \frac{w_a}{\sqrt{1-\xi^2}} \quad (6.6)$$

O método do decremento logarítmico permitiu obter modelos lineares para todos os GDL da plataforma ao se aproximar o comportamento desses GDL ao comportamento de um sistema contínuo de segunda ordem, onde os parâmetros que o compõem são obtidos a partir deste método. Um sistema contínuo de segunda ordem é dado por [18]:

$$G(s) = \frac{w_n^2}{s^2 + 2\xi w_n s + w_n^2} \quad (6.7)$$

Em que w_n e ξ são estimados pelo método de decremento logarítmico. As repostas que permitiram a aplicação do método foram obtidas por simulação do modelo não linear, para estados de vento e mar nulos, aplicando degraus de força horizontal (propulsor de posicionamento) e vertical (balastro ativo).

6.2 Módulo de Linearização do FAST

O simulador FAST permite realizar a linearização numérica do modelo não linear, sendo o modelo linearizado de primeira ou de segunda ordem[10]. Anteriormente, secção 4.1.1, definiu-se que a equação que caracterizava a dinâmica do aerogerador flutuante era dada por:

$$M_{ij}(q, u_c, t)\ddot{q} = f_i(q, \dot{q}, u_c, t) \quad (4.1)$$

O FAST lineariza a equação do movimento por perturbação, designado Δ , de cada variável do sistema. Esta perturbação é feita no ponto de operação (po) de cada uma das variáveis[10]:

$$q = q_{po} + \Delta q \quad (6.8)$$

$$\dot{q} = \dot{q}_{po} + \Delta \dot{q} \quad (6.9)$$

$$\ddot{q} = \ddot{q}_{po} + \Delta \ddot{q} \quad (6.10)$$

$$u_c = u_{cpo} + \Delta u_c \quad (6.11)$$

$$u_d = u_{dpo} + \Delta u_d \quad (6.12)$$

Em que o u_d é a ação de perturbação de entrada. Substituindo as equações acima na equação do movimento e realizando a expansão em série de Taylor obtém-se o modelo linear de segunda ordem com a seguinte representação[10]:

$$M\Delta\ddot{q} + C_a\Delta\dot{q} + K_r\Delta q = F_u\Delta u_c + F_d\Delta u_d \quad (6.13)$$

Onde M denomina a matriz de massa, C_a a matriz de amortecimento, K_r a matriz de rigidez, F_u a matriz das ações de controlo de entrada e F_d a matriz de perturbação do vento[10]:

$$M = M|_{po} \quad (6.14)$$

$$C_a = \left. \frac{df}{d\dot{q}} \right|_{po} \quad (6.15)$$

$$K_r = \left[\frac{dM}{dq}\ddot{q} + \frac{df}{dq} \right] \Big|_{po} \quad (6.16)$$

$$F_u = - \left[\frac{dM}{du_c}\ddot{q} + \frac{df}{du_c} \right] \Big|_{po} \quad (6.17)$$

$$F_d = - \left. \frac{df}{du_d} \right|_{po} \quad (6.18)$$

A notação $|_{po}$ é utilizado de modo a indicar que todas as derivadas parciais são calculados no ponto de operação. As saídas do modelo linear de segunda ordem é representado por[10]:

$$y = VelC\Delta\dot{q} + DspC\Delta q + D_{ss}\Delta u_c + D_{dss}\Delta u_d \quad (6.19)$$

Onde $VelC$ é a matriz de saída das velocidades, $DspC$ é a matriz de saída dos deslocamentos, D_{ss} é a matriz de transmissão direta das ações de controlo e D_{dss} é a matriz de entrada da perturbação do vento. Estando o modelo linear de segunda ordem definido, passa-se à definição do modelo linear de primeira ordem onde os GDL de perturbação dos deslocamentos, da velocidade e da aceleração, Δq , $\Delta \dot{q}$ e $\Delta \ddot{q}$, respetivamente, são substituídos pela representação em espaço de estados da seguinte forma:

$$x_{ss} = \begin{Bmatrix} \Delta q \\ \Delta \dot{q} \end{Bmatrix} \quad (6.20)$$

$$\dot{x}_{ss} = \begin{Bmatrix} \Delta \dot{q} \\ \Delta \ddot{q} \end{Bmatrix} \quad (6.21)$$

O que conduz a um modelo linear de primeira ordem representado pelas seguintes equações de estado:

$$\dot{x}_{ss} = A_{ss}x_{ss} + B_{ss}\Delta u_c + B_{dss}\Delta u_d \quad (6.22)$$

$$y = C_{ss}x_{ss} + D_{ss}\Delta u_c + D_{dss}\Delta u_d \quad (6.23)$$

Onde a matriz de estado A_{ss} , a matriz de ação de controlo B_{ss} , a matriz de perturbação de entrada B_{dss} e a matriz de estado de saída C_{ss} estão relacionados com o modelo de segunda ordem da seguinte forma:

$$A_{ss} = \begin{bmatrix} 0 & I \\ -M^{-1}K_r & -M^{-1}C_a \end{bmatrix} \quad (6.24)$$

$$B_{ss} = \begin{bmatrix} 0 \\ M^{-1}F_u \end{bmatrix} \quad (6.25)$$

$$B_{dss} = \begin{bmatrix} 0 \\ M^{-1}F_d \end{bmatrix} \quad (6.26)$$

$$C_{ss} = \begin{bmatrix} DspC & VelC \end{bmatrix} \quad (6.27)$$

I corresponde à matriz identidade e 0 a uma matriz de zeros, ambas com dimensão compatíveis. A matriz de transmissão direta das ações de controlo (D_{ss}) e a matriz de entrada da perturbação do vento (D_{dss}) são as mesmas do modelo de segunda ordem. No presente trabalho o modelo adotado será o modelo linear vetorial de primeira ordem, pois este modelo é propício ao projeto de controladores, embora, sempre que pertinente, se possa utilizar um modelo em função/matriz de transferência.

6.3 Modelo Linear da Plataforma

Nesta secção serão apresentados os modelos lineares obtidos pelo método do decremento logarítmico e pelo módulo de linearização do FAST, sendo o modelo linear final, adotado para síntese dos controladores, apresentado no final da secção.

6.3.1 Modelo Linear com Base no Método do Decremento Logarítmico

O método do decremento logarítmico foi utilizado na estimação do modelo linear da plataforma. Para tal, simulações do modelo não linear foram realizadas. Simulações essas considerando o estado de vento e mar nulas e degraus de entrada para forças horizontais, propulsores de posicionamento e forças verticais, balastro ativo, onde assumiu-se que as forças horizontais só influenciam o *surge*, *sway* e o *yaw* e as forças verticais só influenciam o *heave*, o *roll* e *pitch*. A razão de se considerar o estado de vento e mar nulas prende-se ao fato de estas condições corresponderem a uma situação de equilíbrio o que permite comparar estas simulações com a simulação realizada na secção 5.2 por forma a verificar que apenas as forças horizontais e verticais induzem dinâmica à plataforma. Para cada GDL da plataforma foi obtida uma resposta à qual se aplicou o método do decremento logarítmico com vista a obtenção de uma função transferência. A função transferência foi posteriormente comparada à resposta do modelo não linear por forma a corrigir algum erro estacionário que pudesse existir. Sempre que possível foram selecionadas quatro amostras, espaçadas de 25 ciclos, na aplicação do método do decremento logarítmico, sendo a função transferência estimada final aquela que acarretava um menor erro quadrático médio (EQM) e um maior VAF (*variance accounted for*). A seguir apresenta-se a tabela contendo os parâmetros utilizados no método do decremento logarítmico, a função transferência estimada, a comparação da resposta ao degrau, o mapeamento de pólos e zeros e o diagrama de Bode para cada um dos seis GDL da plataforma.

Surge

Tabela 6.1: Surge - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.

	n	$x_n(m)$	$T_n(s)$	EQM	VAF
	25	-0.1339	2953.55	0.3794E-3	53.5
$T_0(s) = 106.22$	—	—	—	—	—
$x_0(m) = -0.0303$	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—

$$G_{Surge}(s) = \frac{0.0004408}{s^2 + 0.001044s + 0.003044} \quad (6.28)$$

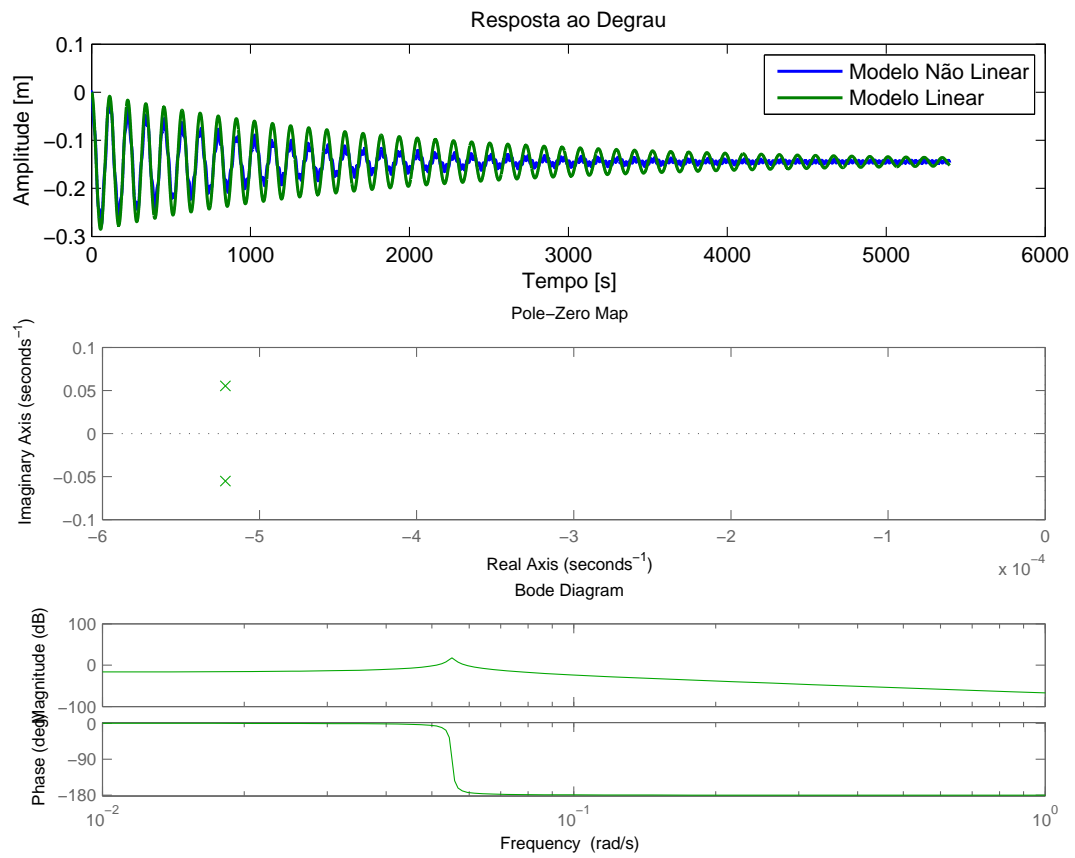


Figura 6.2: Surge - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.

Sway

Tabela 6.2: Sway - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.

	n	$x_n(m)$	$T_n(s)$	EQM	VAF
$T_0(s) = 114.40$	25	-0.0131	2969.80	0.0457E-4	95.3
$x_0(m) = -0.0119$	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—

$$G_{Sway}(s) = \frac{0.0004313}{s^2 + 0.001679s + 0.003027} \quad (6.29)$$

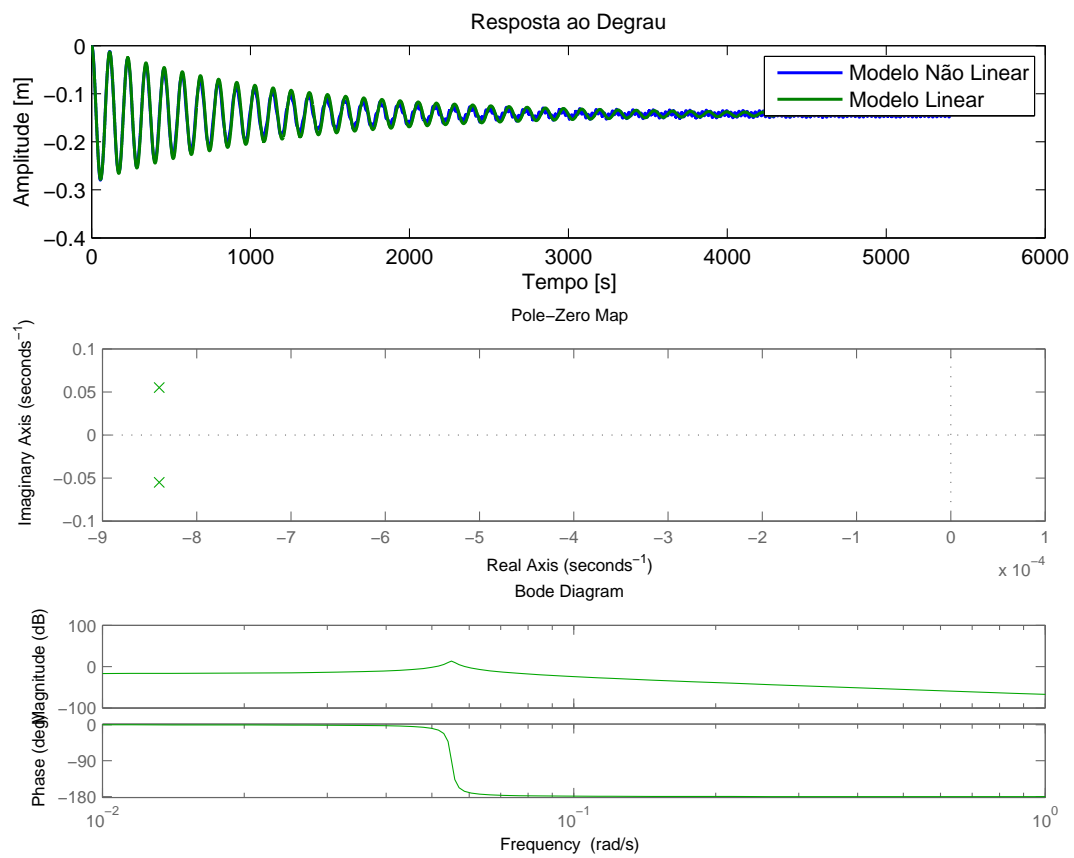


Figura 6.3: Sway - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.

Yaw

Tabela 6.3: Yaw - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.

	n	$x_n(^{\circ})$	$T_n(s)$	EQM	VAF
$T_0(s) = 79.68$	25	-0.1211	2072.53	0.34993E-3	95.5
	50	-0.1387	4065.55	0.74940E-3	92.5
$x_0(^{\circ}) = -0.0105$	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—

$$G_{Yaw}(s) = \frac{0.0008828}{s^2 + 0.002459s + 0.006214} \quad (6.30)$$

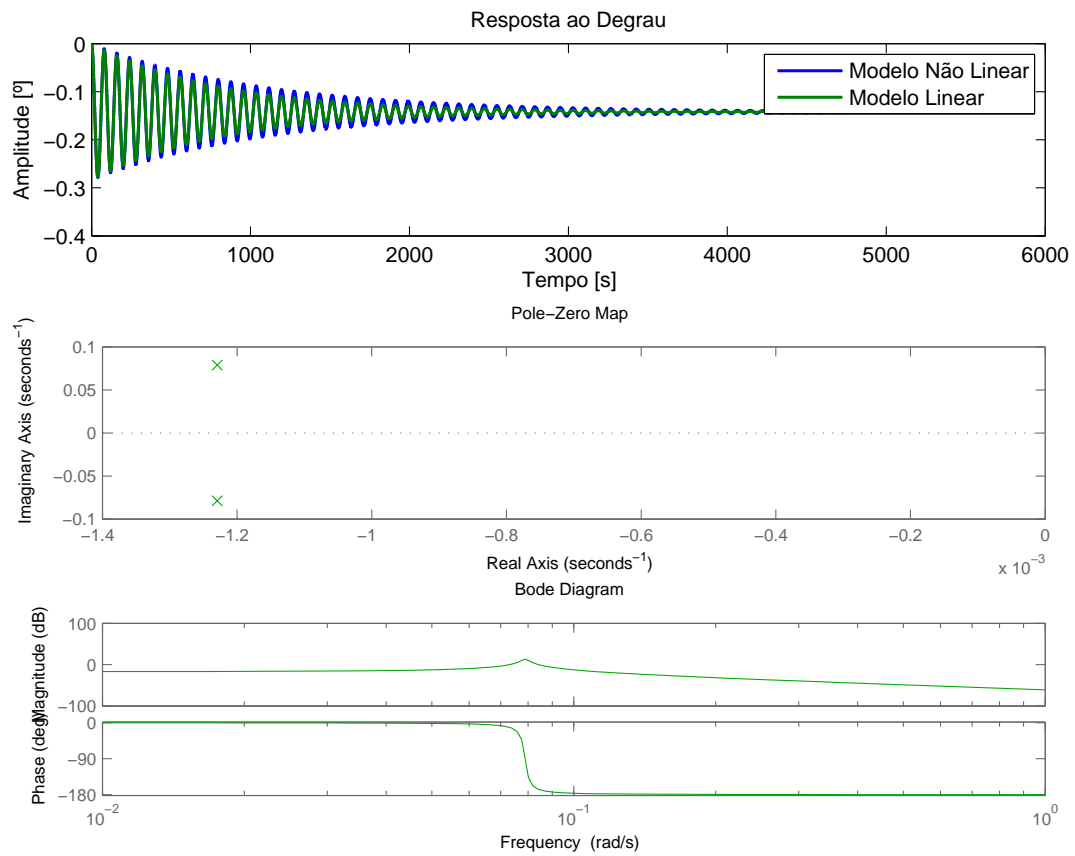


Figura 6.4: Yaw - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.

Heave

Tabela 6.4: Heave - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.

	n	$x_n(m)$	$T_n(s)$	EQM	VAF
$T_0(s) = 17.29$	25	-0.0747	449.33	0.1986E-3	54.7
	50	-0.0956	881.21	0.1031E-3	76.5
$x_0(m) = -0.0053$	75	-0.1058	1313.18	0.0523	88.1
	100	-0.1117	1745.17	0.0291E-3	93.4

$$G_{Heave}(s) = \frac{0.01702}{s^2 + 0.003516s + 0.1322} \quad (6.31)$$

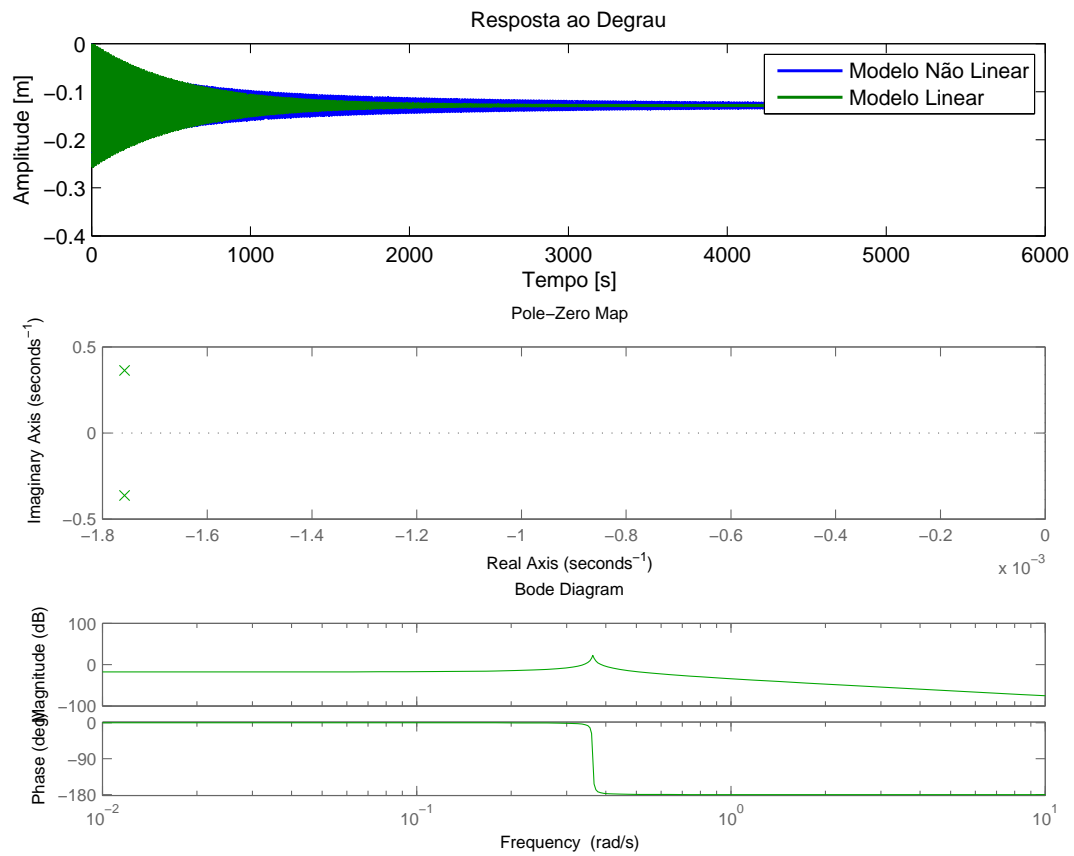


Figura 6.5: Heave - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.

Roll

Tabela 6.5: Roll - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.

	n	$x_n(^{\circ})$	$T_n(s)$	EQM	VAF
$T_0(s) = 25.54$	25	-0.4254	665.55	0.0041	69.1
	50	-0.5204	1307.39	0.0016	88.3
$x_0(^{\circ}) = -0.0507$	75	-0.5612	1948.35	0.0010	92.6
	100	-0.5856	2589.17	0.0015	88.6

$$G_{Roll}(s) = \frac{0.03958}{s^2 + 0.002501s + 0.06006} \quad (6.32)$$

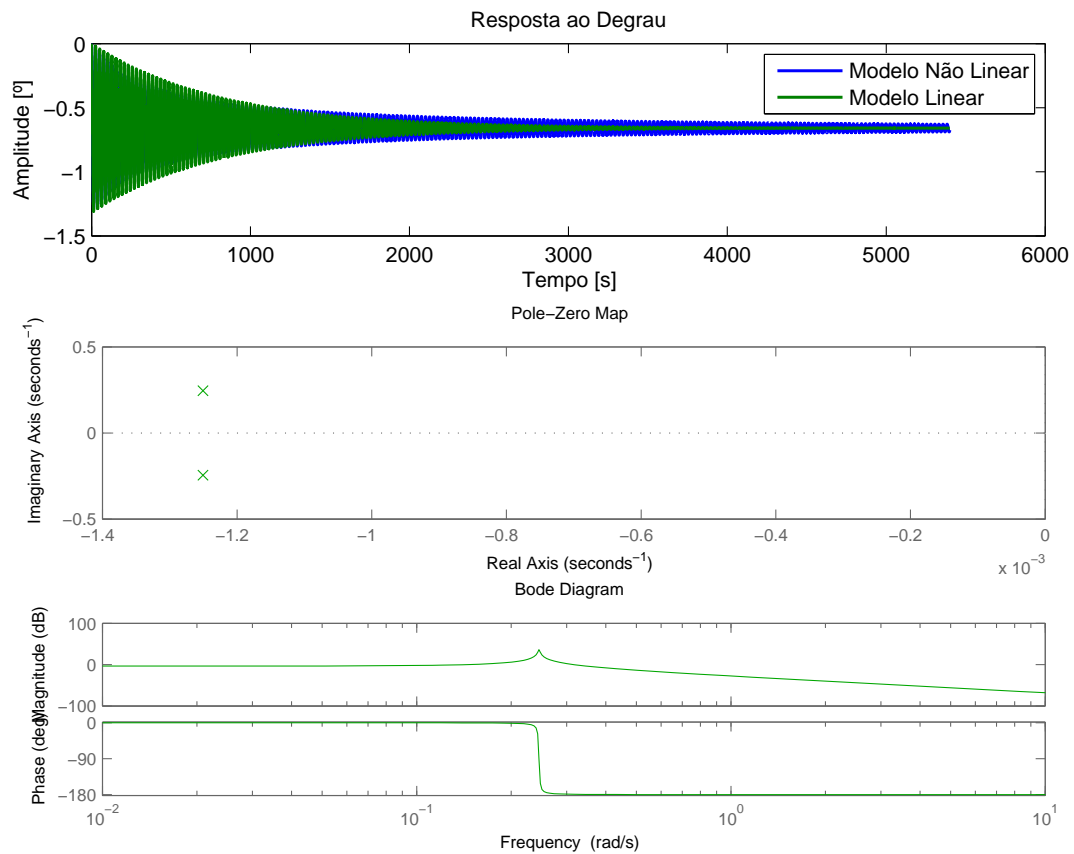


Figura 6.6: Roll - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.

Pitch

Tabela 6.6: Pitch - resultado da aplicação do método do decremento logarítmico.

	n	$x_n(^{\circ})$	$T_n(s)$	EQM	VAF
$T_0(s) = 25.65$	25	-0.5879	667.70	0.0038	78.1
	50	-0.6959	1308.34	0.0015	91.3
$x_0(^{\circ}) = -0.0759$	75	-0.7396	1949.54	0.0022	87.1
	100	-0.7655	2590.87	0.0047	72.8

$$G_{Pitch}(s) = \frac{0.0504}{s^2 + 0.003454s + 0.05999} \quad (6.33)$$

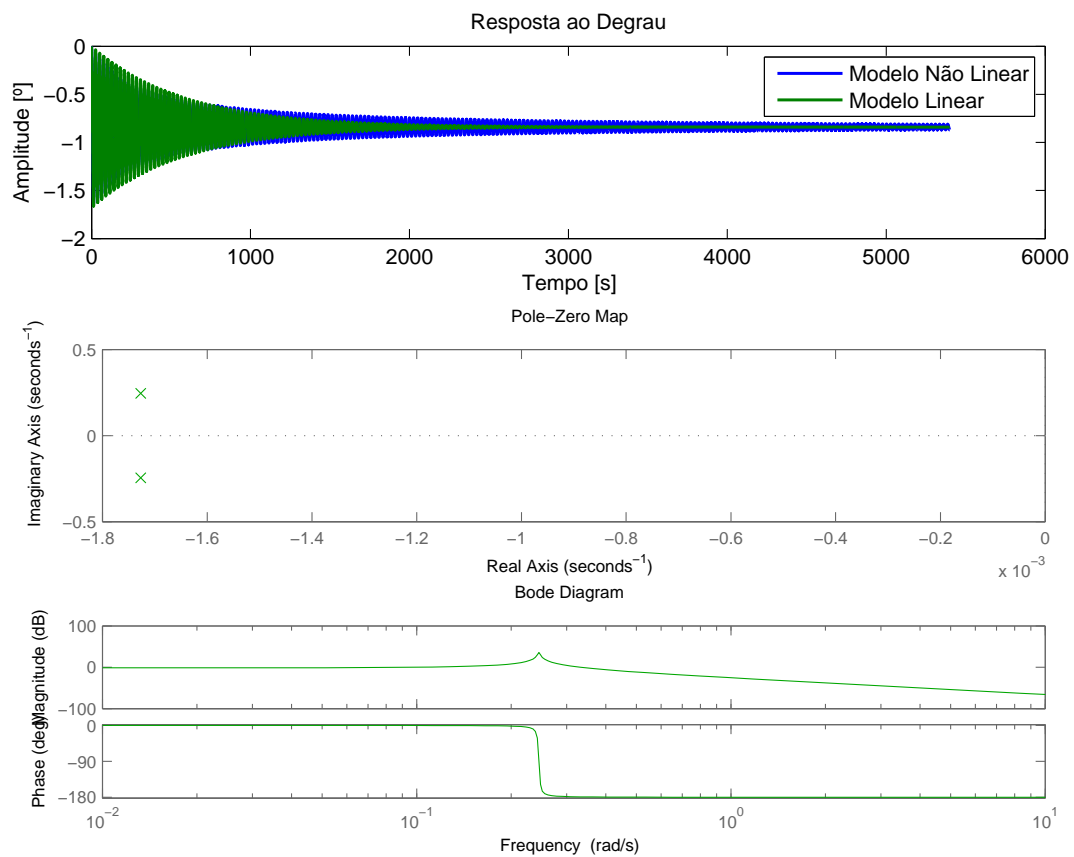


Figura 6.7: Pitch - Reposta ao degrau (modelos linear e não linear), mapeamento de pólos e zeros e diagrama de Bode do modelo linear.

Tendo a função transferência para cada GDL da plataforma, constrói-se a matriz de transferência. Dada a hipótese considerada de não haver acoplamento de movimentos de translação e rotação, o modelo linear

da plataforma fica então definido pela seguinte matriz de transferência:

$$H(s) = \begin{bmatrix} \frac{0.0004408}{s^2+0.001044s+0.003044} & 0 \\ \frac{0.0004313}{s^2+0.001679s+0.003027} & 0 \\ 0 & \frac{0.01702}{s^2+0.003516s+0.1322} \\ 0 & \frac{0.03958}{s^2+0.002501s+0.06006} \\ 0 & \frac{0.0504}{s^2+0.003454s+0.05999} \\ \frac{0.0008828}{s^2+0.002459s+0.006214} & 0 \end{bmatrix} \quad (6.34)$$

Onde a primeira coluna corresponde às forças horizontais, a segunda coluna às forças verticais e as linhas aos GDL pela seguinte ordem: (1) *surge*, (2) *sway*, (3) *heave*, (4) *roll*, (5) *pitch* e, (6) *yaw*. Nem sempre foi possível ter quatro amostras. Isto, porque após 25 ciclos a resposta encontrava-se praticamente no regime estacionário.

6.3.2 Modelo Linear com Base no Módulo de Linearização do FAST

O módulo de linearização do FAST foi utilizado por forma a obter um modelo linear alternativo, de primeira ordem, do aerogerador flutuante. Para o efeito o simulador FAST foi utilizado de modo a obter o modelo linear para as condições de estado de mar e vento nulas. Tal como na sub-secção 6.3.1, o modelo linear foi obtido para condições de estado de vento e mar nulas, por corresponderem a condições de equilíbrio do aerogerador flutuante e também de modo a ter critério de comparação entre ambos os modelos. Os ficheiros de entrada do simulador encontram-se no anexo A, sendo o ficheiro de linearização o que consta na secção A.5. Este modelo linear, obtido pelo FAST, é um modelo de ordem 21, pois dos 22 GDL considerados na secção 3.1 não se considera o GDL do gerador pois, em condições ambientais nulas não existe produção de energia elétrica. No que diz respeito a ações de controlo, não foi incluído no processo de linearização nenhuma ação de controlo, dado que o aerogerador já tem os seu controlos definidos e dada a impossibilidade de introdução das forças horizontais e verticais no módulo de linearização do FAST. A inexistência de ações de controlo no modelo linear faz com que a matriz de ação de controlo B_{ss} e a matriz de transmissão direta das ações de controlo D_{ss} desapareçam das equações de estado (eq. 6.22 e 6.23), o que inviabiliza a utilização posterior deste modelo. Contudo, serve para aferir a validade da dinâmica do modelo obtido na sub-secção anterior. Posto isto, apresenta-se os valores próprios da matriz A_{ss} , correspondentes aos pólos do sistema, para os 6 GDL da plataforma.

Os valores próprios apresentados na tabela 6.7 vão ser comparados aos valores próprios do modelo linear obtido na secção anterior (6.3.1) por forma escolher o modelo linear final.

6.3.3 Comparação dos Modelos

Os modelos obtidos pelo método do decremento logarítmico e pelo modulo de linearização do FAST vão ser aqui comparados a nível da dinâmica pois, o fato de o modelo linear obtido pelo FAST (sub-secção 6.3.2) não incluir os mecanismos de controlo da plataforma inviabiliza qualquer tipo de comparação

Tabela 6.7: Valores próprios do modelo linear obtido pelo FAST.

	Valores próprios (pólos)
Surge	$-0.0033184 \pm 0.058085i$
Sway	$-0.0033201 \pm 0.058093i$
Heave	$-0.023537 \pm 0.36455i$
Roll	$-0.036963 \pm 0.24313i$
Pitch	$-0.037499 \pm 0.2432i$
Yaw	$-0.0041625 \pm 0.082271i$

adicional, por exemplo a comparação por resposta ao degrau. A comparação a nível da dinâmica é feita por inspeção dos valores próprios do sistema. A tabela 6.8 apresenta os valores próprios de cada GDL da plataforma.

Tabela 6.8: Valores próprios dos modelos lineares.

	Decremento Logarítmico	FAST Linearização
Surge	$-0.00052176 \pm 0.055167i$	$-0.0033184 \pm 0.058085i$
Sway	$-0.0008397 \pm 0.055011i$	$-0.0033201 \pm 0.058093i$
Heave	$-0.0017578 \pm 0.36364i$	$-0.023537 \pm 0.36455i$
Roll	$-0.0012506 \pm 0.24507i$	$-0.036963 \pm 0.24313i$
Pitch	$-0.0017268 \pm 0.24492i$	$-0.037499 \pm 0.2432i$
Yaw	$-0.0012294 \pm 0.078822i$	$-0.0041625 \pm 0.082271i$

Da tabela acima, observa-se que a parte imaginária dos pólos é semelhante em ambos os casos, o que indica que a dinâmica de ambos os modelos lineares é muito semelhante. No entanto, a parte real é diferente, sendo que no modelo linear, obtido pelo método do decremento logarítmico, a ordem de grandeza é inferior ao modelo linear obtido pelo FAST em praticamente todos os GDL, excetuando o *yaw*. Esta diferença está diretamente ligada ao fato de o FAST não contabilizar o sistema de controlo no seu processo de linearização.

Escolha do Modelo Linear

O fato de o modelo linear obtido pelo FAST não incluir a matriz que permite o controlo da plataforma constitui uma limitação na escolha do modelo. Recordando que na linearização do modelo não linear, pelo módulo de linearização do FAST, não foi obtida nenhuma matriz B_{ss} , ou seja não existe nenhuma matriz de entrada que irá permitir o desenvolvimento de ações de controlo no projeto do controlador da plataforma. Posto isto, tem-se que o modelo linear a utilizar para a síntese de controladores será o modelo obtido pelo método do decremento logarítmico.

Capítulo 7

Síntese de Controladores

Neste capítulo, duas metodologias de controlo vão ser abordadas. A primeira, com base em função transferência e a segunda, com base em espaços de estados. É feita a simplificação do modelo linear a utilizar no desenvolvimento dos controladores, são estabelecidos os requisitos do sistema controlado e por fim, após o desenvolvimento dos controladores, eles são testados e comparados.

7.1 Simplificação do Modelo Linear

No capítulo anterior adotou-se o modelo linear, obtido pelo método do decremento logarítmico (ver subsecção 6.3.1), como sendo modelo a utilizar na síntese de controladores. Das simulações do capítulo 5, verificou-se que os GDL *sway*, *heave*, *roll* e *yaw* apresentaram bom comportamento com valores médios absolutos praticamente nulos em quase todas as simulações. Este bom comportamento, apresentado por estes GDL, prende-se ao fato de existirem as CB que suprimem grande parte desses deslocamentos, principalmente em *heave* e *roll* e da dinâmica da *nacelle* ser uma dinâmica lenta, não induzindo efeito giroscópico, evitando assim grandes amplitudes em *yaw*. Tendo em conta o comportamento apresentado por esses quatro GDL, surge a primeira hipótese do projeto do controlador da plataforma em que se assume que não há necessidade de, numa primeira abordagem, associar ações de controlo aos GDL *sway*, *heave*, *roll* e *yaw*. A primeira hipótese faz com que o problema se reduza a dois GDL, *surge* e *pitch*. O *surge* foi o GDL que registou um maior deslocamento (valor médio absoluto de 7.6337 m) nas simulações realizadas no capítulo 5 (simulações 2 e 3). O que impediu que o *surge* assumisse valores ainda superiores foi o fato de a plataforma se encontrar aprisionado ao fundo do mar. O sistema de amarrações permite, assim, estabelecer a segunda hipótese do projeto do controlador em que se assume que não há necessidade de, numa primeira abordagem, associar ações de controlo ao GDL *surge*. Esta segunda hipótese é também válida para o *sway* pois na presença de vento cruzado, não considerado nas simulações do capítulo 5, o *sway* assume valores médios absolutos que não se encontram próximos de zero. Contudo, numa segunda abordagem, será possível controlar estes dois graus de liberdade através dos propulsores direcionais no plano horizontal. As hipóteses consideradas fizeram com que o modelo se reduzisse ao GDL *pitch*, transformando o problema global do controlo da plataforma num problema a

duas dimensões (figura 7.1).

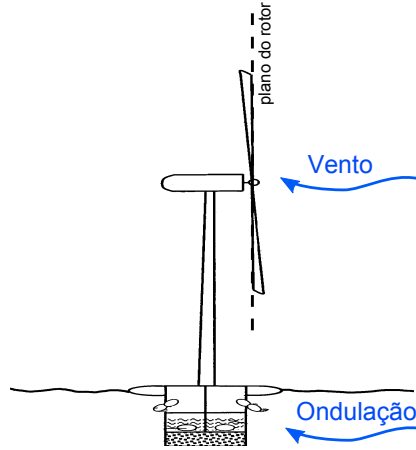


Figura 7.1: Problema a duas dimensões resultante da simplificação do modelo linear.

O *pitch* apesar de sofrer influência do controlador do ângulo das pás, verifica-se que na presença de vento ele assume valores médios absolutos afastados de zero (ver simulações 2, 3 e 4, secções 5.3, 5.4 e 5.5 respetivamente). Isto constitui um problema na medida que um *pitch* da plataforma não nulo faz com que o plano do rotor se afaste da sua posição perpendicular ao vento fazendo com que o aerogerador não fique na configuração que melhor o permite aproveitar os recursos eólicos (ver figura 7.1). Posto isto, tem-se que o modelo linear a utilizar para síntese dos controladores se reduz ao GDL *pitch* sendo a sua dinâmica, obtida anteriormente, caracterizada pela seguinte função transferência:

$$G_{Pitch}(s) = \frac{0.0504}{s^2 + 0.003454s + 0.05999} \quad (6.33)$$

O sistema de controlo a desenvolver com base no modelo linear simplificado será o de controlo do mecanismo de balastro ativo (forças verticais). Na sub-secção 2.1.2 considerou-se que o mecanismo de balastro ativo é atuado por bombas que permitem a transferência de água entre as CT. Na impossibilidade de modelar a dinâmica da bomba de água, a referência [21] oferece uma boa aproximação. A referência [21] afirma que o balastro ativo da plataforma semi-submersível WindFloat tem a capacidade de transferir aproximadamente 200 toneladas de água em aproximadamente 30 minutos. Assumindo o exposto nessa referência como sendo o comportamento do balastro ativo do DeepCwind, construiu-se uma função de transferência de primeira ordem que não modela a dinâmica da bomba mas sim a sua capacidade de transição de água entre as colunas, tornando o processo a controlar da seguinte forma:

$$G_p(s) = G_a(s)G_{Pitch}(s) \quad (7.1)$$

Onde $G_a(s)$ é a função de transferência de primeira ordem modelando a transição de água, entre as colunas, por parte das bombas.

$$G_p(s) = \frac{8.4E - 5}{s^3 + 0.00512s^2 + 0.06s + 9.998E - 5} \quad (7.2)$$

7.2 Requisitos do Sistema Controlado

Dois requisitos do sistema controlado são considerados: primeiro, de manter o *pitch* da plataforma a zero e segundo, evitar a ressonância do sistema. O primeiro requisito está em linha com a simplificação feita na secção anterior (secção 7.1). Pretende-se com isto manter o valor do *pitch* da plataforma a zero de modo a manter o plano do rotor sempre perpendicular à direcção do vento por forma a melhor se aproveitar os recursos eólicos. O segundo requisito tem que ver com a estabilidade do sistema pois ao se fechar o anel pretende-se garantir a integridade do sistema evitando assim que as frequências naturais do sistema controlado se encontrem próximas das frequências de excitação, principalmente das frequências de excitação do estado do mar. A figura 7.2 ilustra a escala de ressonância onde se pode observar as frequências para os diferentes estados de mar (ver tabela 4.1 da sub-secção 4.2.2) e a frequência natural do *pitch*. O segundo requisito tem de ser cumprido com base nessa escala, não aproximando em demasia a frequência do sistema controlado às frequências do estado do mar.



Figura 7.2: Escala de ressonância (EM - estado de mar).

7.3 Integração do Controlador ao Aerogerador Flutuante

O esquema da figura 7.3 ilustra a integração do controlador ao modelo não linear do aerogerador flutuante.

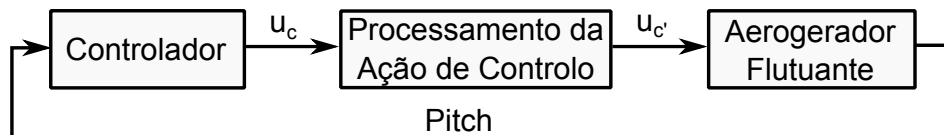


Figura 7.3: Integração do controlador ao aerogerador flutuante.

No bloco Processamento da Ação de Controle, a ação de controlo é processada de modo a determinar, através de funções algébricas, a quantidade de água a enviar ou a retirar de cada uma das colunas.

7.4 Controlo Clássico

O controlador clássico desenvolvido nesta secção, trata-se de um controlador do tipo PID. Este tipo de controlador é muito utilizado, encontrando-se em mais de metade dos controladores industriais utilizados hoje em dia [18]. A sua aplicabilidade na grande maioria de sistemas controlados faz com ele seja de grande utilidade pois, ele tem a vantagem de se poder ser ajustado no local, reduzindo assim o tempo de inatividade do sistema [18]. Nesta secção o controlador PID desenvolvido tem como método de ajuste

o método de Ziegler e Nichols, nomeadamente o segundo método, também conhecido pelo método do ganho crítico. O controlador será projetado de modo a cumprir os requisitos da secção 7.2 e, embora não se esteja interessado no regime transiente, fazer com que a resposta tenha um baixo sobre-impulso, na ordem dos 25%, de modo a que não se induzam vibrações ao sistema.

A figura 7.4 ilustra um processo controlador por um controlador PID. O método de Ziegler e Nichols [18] sugere regras para determinar o parâmetro proporcional K_p , o parâmetro integrativo T_i e o parâmetro derivativo T_d do controlador, por forma a preencher os requisitos desejados.

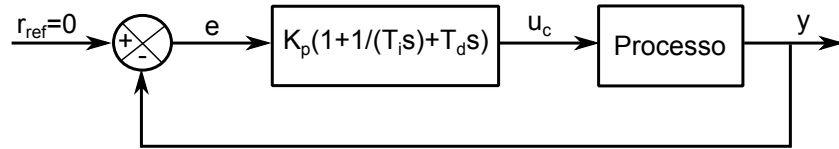


Figura 7.4: Controlo PID de um processo.

O método do ganho crítico, segundo método de Ziegler e Nichols, consiste em encontrar o ganho e o período críticos que conduzem o processo controlado a se tornar marginalmente estável. Para tal, atribui-se o valor infinito ao parâmetro integrativo ($T_i = \infty$) e valor nulo ao parâmetro derivativo ($T_d = 0$) fazendo com que o controlador se reduza ao termo proporcional K_p . A seguir calcula-se o ganho crítico K_{cr} e o período crítico P_{cr} . Tendo o ganho e o período críticos, calculam-se os parâmetros do controlador que para um PID é dado por [18]:

$$K_p = 0.6K_{cr} \quad (7.3)$$

$$T_i = 0.5P_{cr} \quad (7.4)$$

$$T_d = 0.125P_{cr} \quad (7.5)$$

Os parâmetros do controlador, dados pelo segundo método de Ziegler e Nichols, são uma referência e não os parâmetros definitivos, sendo que para cumprir os requisitos da secção 7.2 e ter um sobre-impulso na ordem dos 25% iterações, baseadas em colocação de pólos e zeros, foram feitas de modo a ajustar os parâmetros. Contudo, o método de Ziegler e Nichols permitiu estabelecer um ponto de partida do processo iterativo de estimação dos parâmetros do controlador. Na sub-secção seguinte, apresentam-se os resultados da aplicação do controlador, ao modelo não linear do aerogerador flutuante, para simulações em condições ambientais idênticas às do capítulo 5 (condições determinísticas) e para condições ambientais não determinísticas.

7.4.1 Simulações do Modelo Não Linear Controlado por Controlador PID

Os resultados das simulações aqui apresentados dizem respeito a simulações do modelo não linear do aerogerador flutuante com controlo do *pitch* da plataforma. Apresenta-se o resultado para o *pitch* da plataforma, o ângulo da pá 1 e a potência elétrica produzida, sendo apenas ilustrado aqui o resultado do *pitch* da plataforma, remetendo os restantes dois para o anexo. Nos resultados, não são apresentados os primeiros 1800 segundos de simulação, por corresponderem ao tempo necessário para se dissipar o efeito

das condições iniciais de simulação, ultrapassando assim o regime transiente.

Simulação do Sistema Controlado com Controlador PID em Condições Determinísticas

No capítulo 5 simulou-se o modelo não linear do aerogerador não flutuante para condições determinísticas (regulares). Observou-se o comportamento dos GDL de modo a perceber como o *pitch* da plataforma varia com as alteações das condições ambientais. Nas simulações aqui presentes, o aerogerador flutuante vai-se encontrar sujeito às mesmas condições ambientais, sendo que o *pitch* da plataforma vai se encontrar sujeito a ações de controlo de um controlador PID. As condições ambientais consistem em ter ventos estacionários e ondulação regulares conforme o exposto na tabela 5.1 da secção 5.1. A figura 7.5 apresenta o *pitch* da plataforma para condições ambientais idênticas às simulações 2, 3 e 4 respetivamente.

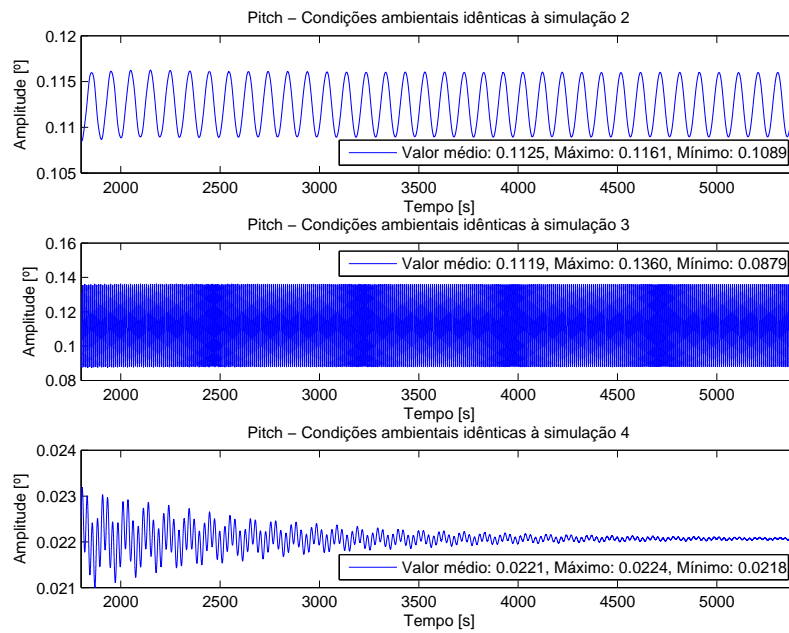


Figura 7.5: *Pitch* da plataforma para condições ambientais idênticas às das simulações 2, 3 e 4.

Nas condições de vento estacionário de 11.7 m/s e ondulação nula, verifica-se que foi possível, com o controlador, manter o *pitch* da plataforma praticamente nulo sendo que alcançou o regime estacionário com um valor médio absoluto de 0.1125 graus. A introdução da ondulação regular com altura de onda de 6 metros e tempo de pico de 10 segundos não alterou significativamente o regime estacionário (valor médio absoluto de 0.1119 graus). A ondulação introduziu, tal como na simulação 3 em que o aerogerador não se encontrava sobre o efeito do controlador do *pitch* da plataforma, um carácter oscilatório, fazendo com que o *pitch* apresentasse uma resposta com maior variabilidade em torno do valor médio absoluto que se manteve praticamente idêntico ao caso sem ondulação. Em condições de vento estacionário de 25 m/s e ondulação nula, o regime estacionário foi alcançado a partir de aproximadamente 3000 segundos. Contudo, verifica-se que o *pitch* da plataforma atinge esse regime com um valor médio absoluto praticamente nulo (0.0221 graus). Este valor é inferior à situação de vento de 11.7 m/s porque tal como o sucedido na simulação 4 (secção 5.5), o controlador do ângulo das pás, na tentativa de manter a produção de energia elétrica, aumentou o ângulo das pás o que fez com que se reduzisse os esforços sobre as pás e,

consequentemente, levou a uma diminuição do *pitch* da plataforma.

Simulação do Sistema Controlado com Controlador PID em Condições Não Determinísticas

Na simulação do sistema controlado em condições não determinísticas, duas situações são consideradas. A primeira, em que se mantém o vento irregular com média de 11.7 m/s e varia-se o estado do mar, de acordo com a tabela 4.1 da sub-seção 4.2.2 e a segunda, em que se mantém o vento irregular com média de 25 m/s e varia-se o estado do mar, de acordo com a mesma tabela. Em ambas as situações, também o estado de mar é considerado como sendo um estado de mar irregular.

Condições Irregulares com Vento de Média 11.7 m/s

A figura 7.6 ilustra o *pitch* da plataforma para a primeira situação em que o vento é irregular, de média 11.7 m/s e os estados de mar vão variando. Verifica-se que em todos os casos os valores médios absolutos são semelhantes (média ponderada de 0.1057 graus). Os diferentes tipos de estados de mar introduziram variabilidade em torno desse valor médio, sendo maior a variabilidade, quanto maior for a altura da onda.

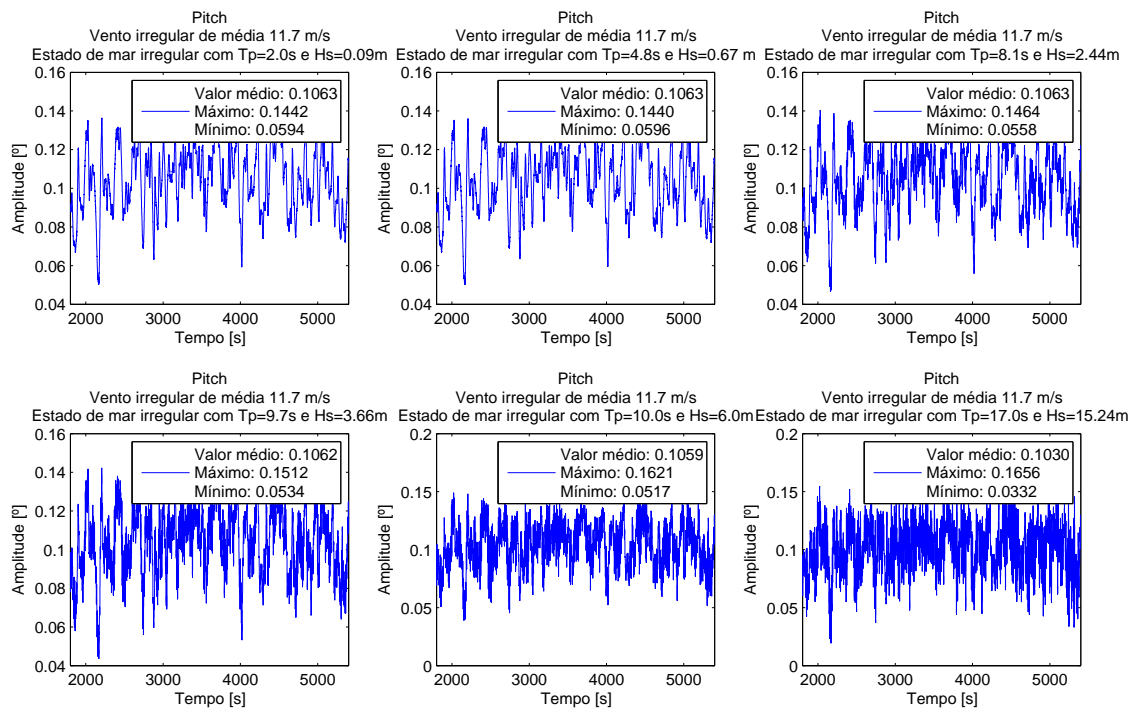


Figura 7.6: *Pitch* da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 11.7 m/s.

O valor máximo ocorreu quando se considerou o estado de mar 6, em que a altura de onda é de 15.24 metros com um tempo de pico de 17 segundos, tendo-se registado um valor máximo para o *pitch* de 0.1656 graus.

Condições Irregulares com Vento de Média 25 m/s

Na segunda situação, o vento foi mantido irregular, com média de 25 m/s e variam-se os estados de mar. A figura 7.7 ilustra o *pitch* da plataforma para os diferentes estados de mar com vento irregular de média 25 m/s. Tal como o sucedido no caso determinístico, o controlador do ângulo das pás, na tentativa de manter a produção de energia elétrica, acabou por influenciar no *pitch* da plataforma, resultando num valor médio absoluto de *pitch* inferior ao registado para o vento de 11.7 m/s. Verifica-se que em todos os

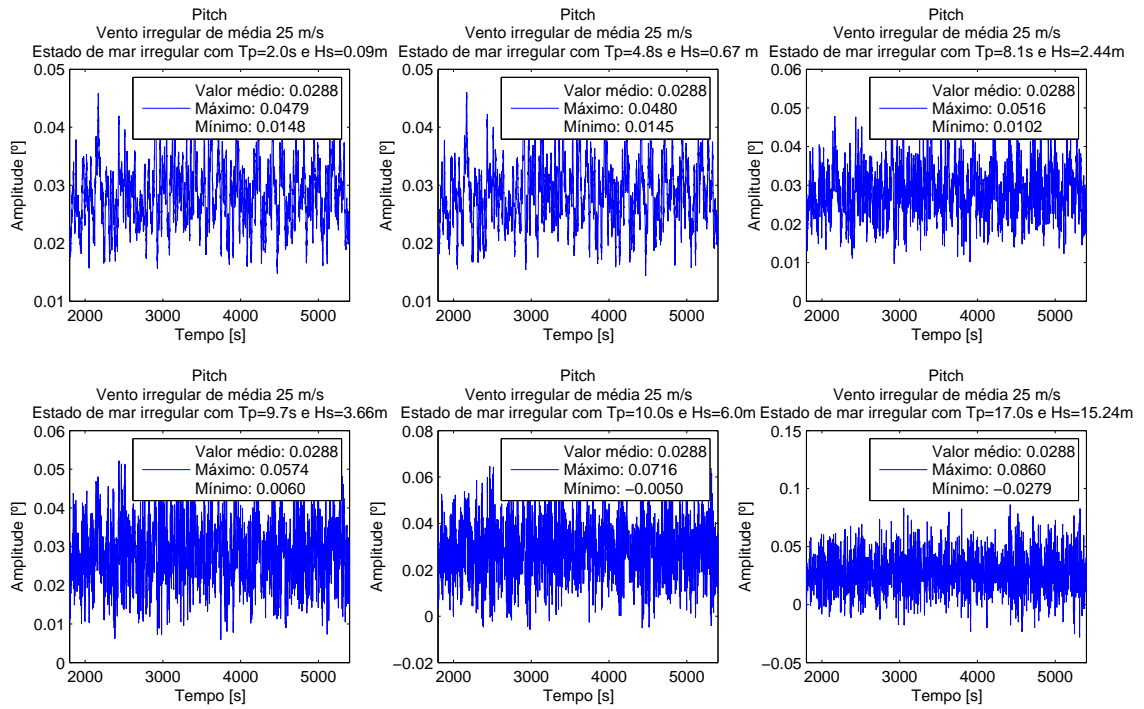


Figura 7.7: *Pitch* da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 25 m/s.

casos os valores médios absolutos são idênticos (0.0288 graus). Tal como no caso anterior (vento irregular de média 11.7 m/s), os diferentes tipos de estados de mar introduziram variabilidade em torno desse valor médio, sendo maior a variabilidade, quanto maior for a altura da onda, resultando num máximo de 0.0860 graus, quando considerado um estado de mar de altura de onda de 15.24 metros com um tempo de pico de 17 segundos.

7.4.2 Conclusões

O controlador PID, acima desenvolvido e testado, permitiu controlar com êxito o *pitch* da plataforma. O controlador foi desenvolvido com base no segundo método de Ziegler e Nichols, sendo que o método permitiu estabelecer um ponto de partida no processo iterativo do ajuste dos parâmetros do controlador. Inicialmente, com os parâmetros resultantes da aplicação direta do método de Ziegler e Nichols, obteve-se um sistema que cumpria os requisitos da secção 7.2 mas com um elevado sobre-impulso, na ordem dos 63% (correspondendo a 0.34°), o que fez com que o *pitch* oscilasse no regime estacionário com amplitudes de aproximadamente 0.5 graus pico a pico, isto exemplificando para simulações controladas

nas condições ambientais da simulação 3. Após o processo iterativo em que se colocaram os pólos e os zeros do controlador de modo a baixar o sobre-impulso, conseguiu-se um sobre-impulso de 25% (correspondendo a 0.13°) o que fez com o regime estacionário passasse a ter oscilações de 0.05 graus pico a pico, também exemplificando para simulações controladas nas condições ambientais da simulação 3. Quando comparado o *pitch* do modelo não linear com o *pitch* do modelo não linear controlado para condições determinística, observa-se que o controlador PID demonstra bom desempenho. O controlador fez com que o *pitch* passasse de, aproximadamente, 3.0720 graus (simulações das secções 5.3 e 5.4) para aproximadamente 0.1125 graus (ver sub-secção 7.4.1) nas condições de vento estacionário com ou sem ondulação e de 1.3154 graus (simulação da secção 5.5) para 0.0221 graus (ver sub-secção 7.4.1) nas condições de vento estacionário de 25 m/s e ondulação nula. Quando testado em condições ambientais não determinísticas, o controlador demonstrou ser bastante robusto, demonstrando bom desempenho em todas as simulações (ver sub-secção 7.4.1). Por ser tratar de um sistema lento, o termo derivativo não teve influência na amplificação do ruído. Em condições de vento irregular de média 11.7 m/s e diferentes estados de mar irregulares, conseguiu-se manter o *pitch* a oscilar em torno de 0.1057 graus, com um máximo de 0.1656 graus e um mínimo de 0.0332 graus, para o estado de mar 6 (ver figura 7.6). Já para condições de vento irregular de 25 m/s e diferentes estados de mar irregulares, conseguiu-se obter um efeito combinado entre o controlador do *pitch* e o controlador do ângulo das pás o que permitiu manter o *pitch* a oscilar em torno de 0.0288 graus, com um máximo de 0.0860 graus e um mínimo de -0.0279 graus, também para o estado de mar 6 (ver figura 7.7). Os resultados para o ângulo da pá 1 e para potência elétrica do gerador encontram-se na secção C.1 do anexo C.

7.5 Controlo em Espaço de Estados por Colocação de Pólos

O controlo em espaço de estado, por colocação de pólos, permite colocar todos os pólos, inclusive os não dominantes, do anel fechado no sítio desejado. Para tal, é necessário calcular uma matriz de ganhos, K_{ss} , denominada matriz de ganhos de realimentação de estados, que força o sistema a ter os pólos do anel fechado no local desejado [18]. Contudo, ao colocar os pólos no local desejado, é necessário haver um compromisso entre a reposta do sistema e a quantidade de energia requerida pelo controlador [18]. O controlador em espaço de estado por colocação de pólos aqui projetado, tem em conta os requisitos da secção 7.2, sendo que se trata de um regulador com um efeito integrativo (figura 7.8), em que se assume que todos os estados são mensuráveis e que se encontram disponíveis para realimentação, por forma a manter o *pitch* da plataforma com ângulo nulo e garantir que as frequências dos pólos, do sistema controlado, não se encontrem perto da frequência de excitação do estado do mar.

Primeiramente, foi necessária a verificação da condição necessária e suficiente, do projeto do controlador por colocação de pólos, em que se exige que o sistema seja completamente controlável nos estados [18]. Verificada a condição necessária e suficiente, estipula-se o lugar desejado para os pólos do sistema controlado. A referência [3] permitiu escolher os pólos do sistema de modo que a frequência natural do *pitch* se aproximasse da frequência de excitação do estado de mar 6 (figura 7.2), pois segundo o exposto na referência [3], em que se faz um levantamento de estados de vento e mar para dois locais situados

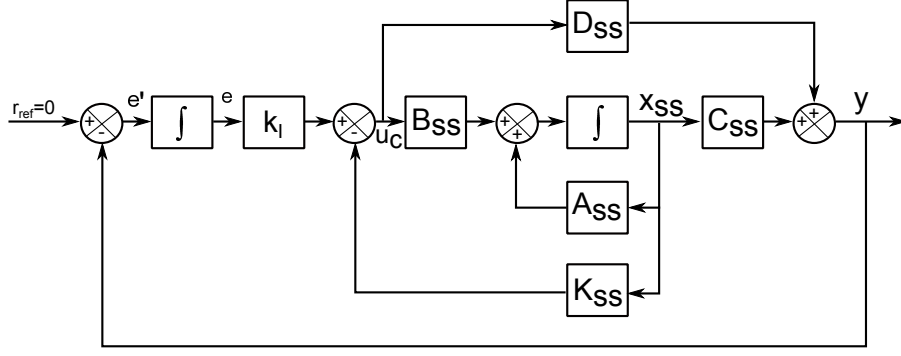


Figura 7.8: Controlo em espaço de estados - regulador com efeito integrativo.

no Mar do Norte, estados de mar com características semelhantes ao estado do mar 6 (ver tabela 4.1, da sub-secção 4.2.2) não são frequentes. Tendo atribuído um lugar aos pólos do sistema procede-se à determinação da matriz de ganhos de realimentação de estados a partir da fórmula de Ackermann, sendo que para um processo de ordem 4 (aumento da ordem de 3 para 4 devido ao efeito integrativo) a fórmula de Ackermann é dada por[18]:

$$K_c = [K_{ss} \ k_I] = [0 \ 0 \ 0 \ 1][\hat{B}_{ss} \ \hat{A}_{ss}\hat{B}_{ss} \ \hat{A}_{ss}^2\hat{B}_{ss} \ \hat{A}_{ss}^3\hat{B}_{ss}]^{-1}[\hat{A}_{ss}^4 + c_1\hat{A}_{ss}^3 + c_2\hat{A}_{ss}^2 + c_3\hat{A}_{ss} + c_4I] \quad (7.6)$$

Onde c_1 , c_2 , c_3 e c_4 são os coeficientes do polinómio característico contendo os pólos desejados, I é a matriz identidade e “ $\hat{\cdot}$ ” representa as matrizes de estado aumentada por forma a contabilizar o efeito integrativo introduzido. Após a determinação da matriz de ganhos, K_c , procede-se à integração do controlador, sintetizado a partir do modelo linear, no modelo não linear. Na sub-secção seguinte apresentam-se os resultados da aplicação do controlador, ao modelo não linear do aerogerador flutuante, para simulações em condições ambientais idênticas às do capítulo 5 (condições determinísticas) e para condições ambientais não determinísticas.

7.5.1 Simulações do Modelo Controlado em Espaço de Estados

Os resultados das simulações aqui apresentadas dizem respeito a simulações do modelo não linear do aerogerador flutuante com controlo do *pitch* da plataforma implementado em espaço de estados. Também aqui apresenta-se apenas o resultado para o *pitch* da plataforma, remetendo o resultado do ângulo da pá 1 e da potência elétrica produzida para anexo. Também não são apresentados os primeiros 1800 segundos de simulação por corresponderem ao tempo necessário para se dissipar o efeito das condições iniciais de simulação.

Simulação do Sistema Controlado em Espaço de Estados em Condições Determinísticas

A figura 7.9 ilustra o comportamento do *pitch* da plataforma quando sujeita a condições ambientais idênticas às das simulações do capítulo 5. De cima para baixo, apresenta-se o *pitch* da plataforma quando

o aerogerador flutuante se encontra sujeito a vento estacionário de 11.7 m/s e ondulação nula, a vento estacionário de 11.7 m/s e ondulação regular de altura de onda de 6 metros e tempo de pico de 10 segundos e vento estacionário de 25 m/s e ondulação nula. Verifica-se que na situação de vento estacionário de 11.7 m/s conseguiu-se, com o controlador, manter um *pitch* próximo de zero (0.2314 graus). Ao se introduzir a ondulação regular introduziu-se um carácter oscilatório tal como sucedido na simulação 3 da secção 5.4. Verifica-se que, mesmo com ondulação, o valor médio absoluto (aproximadamente 0.2303) é semelhante à da situação sem ondulação, tendo a ondulação apenas acrescentado uma maior variabilidade em torno desse valor.

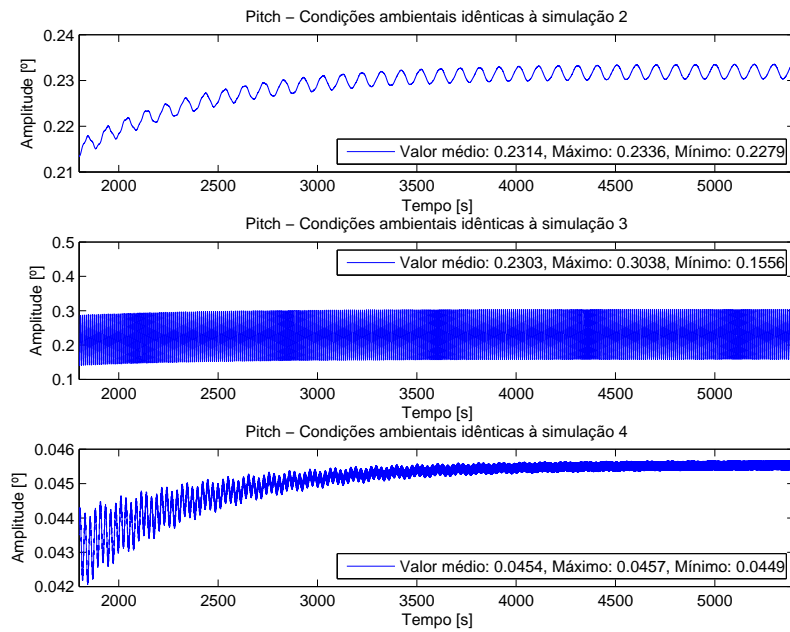


Figura 7.9: *Pitch* da plataforma para condições ambientais idênticas às das simulações 2, 3 e 4.

Na situação de vento estacionário de 25 m/s e ondulação nula o controlador permitiu manter o *pitch* com um valor médio absoluto de 0.0454 graus e baixa variabilidade. Este valor é inferior ao valor médio absoluto na situação de vento estacionário de 11.7 m/s porque, tal como sucedido na simulação 4 (secção 5.5), o controlador do ângulo das pás, na tentativa de manter a produção de energia elétrica, aumentou o ângulo das pás o que fez com que se reduzisse os esforços sobre as pás, diminuindo o *pitch* da plataforma.

Simulação do Sistema Controlado em Espaço de Estados em Condições Não Determinísticas

Na simulação do sistema controlado em condições não determinísticas, as mesmas situações consideradas na simulação do modelo não linear com controlador PID são também aqui consideradas. A primeira situação em que se mantém o vento irregular de média 11.7 m/s e varia-se o estado de mar de acordo com a tabela 4.1 da sub-secção 4.2.2 e a segunda situação em que se mantém o vento irregular a 25 m/s e varia-se o estado do mar de acordo com a mesma tabela. Também aqui, em ambas as situações o estado de mar é considerado como sendo um estado de mar irregular.

Condições Irregulares com Vento de Média 11.7 m/s

A figura 7.10 ilustra o *pitch* da plataforma para a primeira situação em que o vento é irregular de média 11.7 m/s e os estados de mar vão variando. Verifica-se que em todos os casos os valores médios absolutos são semelhantes (média ponderada de 0.2175 graus). Os diferentes tipos de estados de mar introduziram variabilidade em torno desse valor médio, sendo maior a variabilidade, quanto maior for a altura da onda.

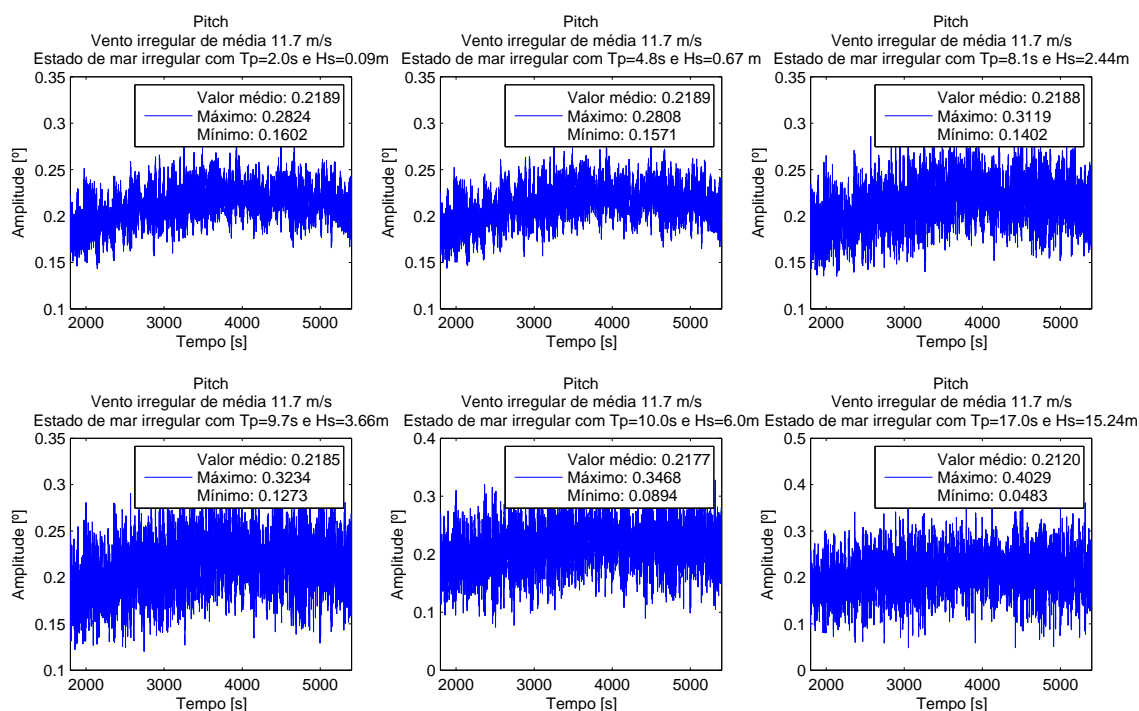


Figura 7.10: *Pitch* da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 11.7 m/s.

O estado de mar 6 foi o que maior variabilidade introduziu, registrando um máximo de 0.4029 graus quando considerado.

Condições Irregulares com Vento de Média 25 m/s

Na segunda situação, o vento foi mantido irregular de média 25 m/s e variaram-se os estados do mar. A figura 7.11 ilustra o *pitch* da plataforma para os diferentes estados de mar com vento irregular de média 25 m/s. À semelhança do caso determinístico, o controlador do ângulo das pás, na tentativa de manter a produção de energia elétrica, acabou por influenciar no *pitch* da plataforma, resultando num valor médio absoluto de *pitch* inferior ao registado para o vento de 11.7 m/s. Em todos os casos os valores médios absolutos são semelhantes (média ponderada de 0.0592 graus), sendo que os diferentes tipos de estado de mar introduziram variabilidade em torno desse valor, registando um máximo de 0.2393 graus quando considerado o estado de mar 6.

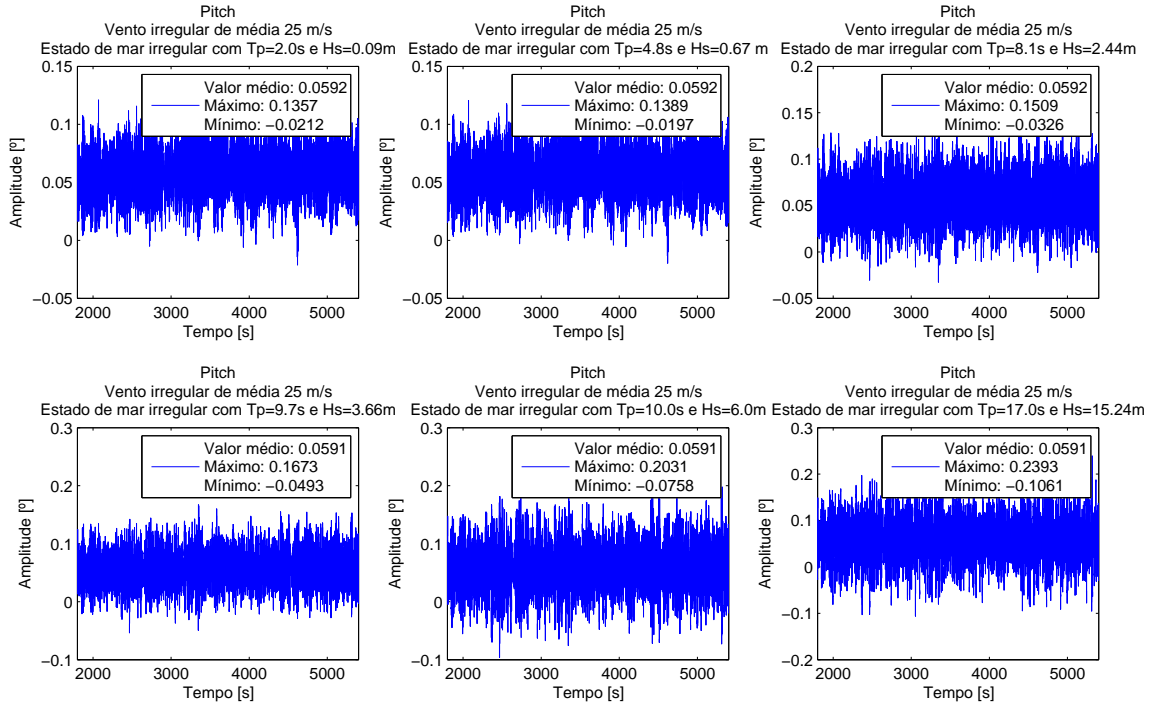


Figura 7.11: *Pitch* da plataforma para condições ambientais irregulares - vento irregular de média 25 m/s.

7.5.2 Conclusões

O controlador em espaço de estados por colocação de pólos, acima desenvolvido e testado, permitiu controlar com êxito o *pitch* da plataforma. O controlador foi desenvolvido com base na hipótese de que todos os estados eram mensuráveis e se encontravam disponíveis para realimentação, isto porque a inclusão de um observador de estados, de modo a medir e estimar os estados, no anel de controlo conduziu à instabilização do sistema, embora sendo o próprio observador estável. Situação que possivelmente se deverá ao facto deste controlador-observador ser aplicado a um sistema não linear, tendo sido sintetizado com base no modelo linear aproximado. O aumento da ordem do sistema devido ao efeito integrativo garantiu a inexistência do erro estacionário sendo que *pitch* não chegou a ser nulo devido ao facto do modelo linear não contabilizar a coluna em que se introduziu água fazendo com que houvesse a necessidade de fazer essa contabilização de forma estática no bloco de processamento da ação de controlo (ver figura 7.3). Quando testado em condições determinísticas, o controlador demonstrou bom desempenho fazendo com que o *pitch* passasse de 3.0720 graus (simulações das secções 5.3 e 5.4) para 0.2314 graus (sub-secção 7.5.1) para ventos estacionário de 11.7 m/s com ou sem ondulação regular e de 1.3154 graus (simulação da secção 5.5) para 0.0454 graus (sub-secção 7.5.1) em condições de vento estacionário de 25 m/s e ondulação nula. Nas condições não determinísticas, o controlador demonstrou ser bastante robusto, demonstrado bom desempenho em todas as condições de simulação (ver sub-secção 7.5.1). Em condições de vento irregular de média 11.7 m/s e diferentes estados de mar irregulares, conseguiu-se manter o *pitch* a oscilar em torno de 0.2175 graus com um máximo de 0.4029 graus e um mínimo de 0.0483 graus para o estado de mar 6 (ver figura 7.10). Já para condições de vento irregular de média 25 m/s e diferentes estados de

mar irregulares, o efeito combinado entre o controlador do *pitch* e o controlador do ângulo das pás fez com que fosse possível manter o *pitch* a oscilar em torno de 0.0592 graus com um máximo de 0.2393 graus e um mínimo de -0.1061 graus também para o estado de mar 6 (ver figura 7.11). Os resultados para o ângulo da pá 1 e para potência elétrica do gerador podem ser consultados no anexo C nomeadamente na secção C.2.

7.6 Conclusões

Neste capítulo aplicaram-se metodologias de controlo por forma a desenvolver controladores capazes de garantir a perpendicularidade, em relação à direção do vento, do plano do rotor (ver figura 7.1). Para tal, os mecanismos de atuação descritos na sub-secção 2.1.2 do capítulo 2 e o modelo linear obtido na sub-secção 6.3.1 do capítulo 6 serviram de base ao desenvolvimento desses controladores. Desenvolveram-se dois controladores, o primeiro, com base em função transferência e, o segundo, com base em espaços de estados. Ambos os controladores foram projetados de modo a garantir que os requisitos do sistema controlado apresentado na secção 7.2 fossem satisfeitos. O controlador com base em função transferência, tratou-se de um controlador PID em que os parâmetros do controlador foram obtidos de forma iterativa, tendo como o ponto de partida o segundo método de Ziegler e Nichols (ver secção 7.4). Já em espaço de estados, utilizou-se o método da colocação de pólos em que a matriz de ganhos de realimentação de estados foi obtida, também num processo iterativo, pela fórmula de Ackermann (ver secção 7.5). Os dois controladores foram integrados ao modelo não linear do aerogerador flutuante (ver secção 7.3) e posteriormente foram feitas simulações, do sistema controlado, para condições ambientais determinísticas idênticas às apresentadas nas secções 5.2, 5.3 e 5.4 do capítulo 5 e para condições ambientais não determinísticas com base nos estados do mar e vento descritos na secção 4.2 do capítulo 4. Ambos os controladores demonstraram bom desempenho, quer nas condições determinísticas, quer nas condições não determinísticas. As tabelas 7.1, 7.2 e 7.3 apresentam a comparação do desempenho dos dois controladores para as diferentes condições ambientais. A partir dessas tabelas observa-se que o desempenho do controlador PID é superior ao desempenho do controlador por colocação de pólos. Uma boa aproximação seria a de que o desempenho do controlador PID fosse duas vezes superior ao desempenho do controlador por colocação de pólos, isto porque inspeccionando as tabelas 7.1, 7.2 e 7.3 observa-se que o valor médio obtido com o controlador PID é praticamente metade do obtido com o controlador por colocação de pólos. Este valor médio e, também, o máximo e o mínimo foram calculados após 3000 segundos de simulação de modo a garantir que os valores contabilizavam unicamente o regime estacionário. Contudo, avaliando pela diferença de resultados

Tabela 7.1: Comparação do desempenho dos controladores para condições determinísticas.

Condições Ambientais	Controlador PID			Controlador por Colocação de Pólos		
	Valor Médio (°)	Máximo (°)	Mínimo (°)	Valor Médio (°)	Máximo (°)	Mínimo (°)
Simulação 2	0.1125	0.1161	0.1089	0.2314	0.2336	0.2279
Simulação 3	0.1119	0.1360	0.0879	0.2303	0.3038	0.1556
Simulação 4	0.0221	0.0224	0.0218	0.0454	0.0457	0.0449

obtidos pelo dois controladores (aproximadamente 0.1 grau) pode-se concluir que os controladores têm

desempenhos semelhantes pois, um décimo de grau para uma altura do *hub* de 90 metros (tabela 2.7 da secção 2.2 capítulo do 2), resulta num deslocamento do *hub* de aproximadamente 16 cm o que é insignificante tendo em conta as dimensões da estrutura. O fato de se apresentar os resultados até a quarta casa decimal é meramente ilustrativa pois, a partir da primeira casa decimal o resultado deixa de fazer sentido físico.

Tabela 7.2: Comparação do desempenho dos controladores para condições não determinísticas - vento irregular de média 11.7 m/s.

Condições Ambientais	Controlador PID			Controlador por Colocação de Pólos		
	Valor Médio (°)	Máximo (°)	Mínimo (°)	Valor Médio (°)	Máximo (°)	Mínimo (°)
Estado de Mar 1	0.1063	0.1442	0.0594	0.2189	0.2824	0.1602
Estado de Mar 2	0.1063	0.1440	0.0596	0.2189	0.2808	0.1571
Estado de Mar 3	0.1063	0.1464	0.0558	0.2188	0.3119	0.1402
Estado de Mar 4	0.1062	0.1512	0.0534	0.2185	0.3234	0.1273
Estado de Mar 5	0.1059	0.1621	0.0517	0.2177	0.3468	0.0894
Estado de Mar 6	0.1030	0.1656	0.0332	0.2120	0.4029	0.0483

Tabela 7.3: Comparação do desempenho dos controladores para condições não determinísticas - vento irregular de média 25 m/s.

Condições Ambientais	Controlador PID			Controlador por Colocação de Pólos		
	Valor Médio (°)	Máximo (°)	Mínimo (°)	Valor Médio (°)	Máximo (°)	Mínimo (°)
Estado de Mar 1	0.0288	0.0479	0.0148	0.0592	0.1357	-0.0212
Estado de Mar 2	0.0288	0.0480	0.0145	0.0592	0.1389	-0.0197
Estado de Mar 3	0.0288	0.0516	0.0102	0.0592	0.1509	-0.0326
Estado de Mar 4	0.0288	0.0574	0.0060	0.0591	0.1673	-0.0493
Estado de Mar 5	0.0288	0.0716	-0.0050	0.0591	0.2031	-0.0758
Estado de Mar 6	0.0288	0.0860	-0.0279	0.0591	0.2393	-0.1061

Capítulo 8

Conclusões

Neste trabalho foi possível a análise de um aerogerador flutuante a nível experimental. Foram realizadas simulações com o intuito de compreender a dinâmica do aerogerador flutuante. Essas simulações tiveram como base o modelo não linear do aerogerador flutuante, não incorporando sistemas de controlo que permitissem exercer qualquer ações de controlo sob os 6 GDL da plataforma. No entanto, o sistema de controlo existente no aerogerador permitiu que os resultados obtidos, da simulação do modelo não linear do aerogerador flutuante, fossem aceitáveis. De modo a poder realizar controlo sob a plataforma, mecanismos de atuação adequados, capazes de contrabalançar os movimentos da plataforma, foram projetados. A incapacidade de simular estes mecanismos, por parte do simulador escolhido como sendo o emulador do aerogerador flutuante, levou com que fosse necessário recompilar o código fonte do simulador por forma a incorporar os mecanismos de atuação necessários ao controle da plataforma. A versão recompilada do simulador, não só serviu para o desenvolvimento deste trabalho mas, também foi utilizada, pelo grupo que representa o Instituto Superior Técnico na segunda fase do projeto OC4, na análise de duas situações de carga, obtendo resultados satisfatórios, sendo que os resultados oficiais encontram-se ainda por publicar. Os controladores desenvolvidos tiveram como base modelos lineares, obtidos por linearização do modelo não linear do aerogerador flutuante, aplicando técnicas de identificação de sistemas e utilizando o módulo de linearização do simulador. O método do decremento logarítmico demonstrou ser o método adequado a utilizar na linearização do modelo não linear do aerogerador flutuante, obtendo com este método modelos lineares fiáveis.

Simplificações do modelo linear foram realizadas tendo em conta as simulações do modelo não linear do aerogerador flutuante. As simulações permitiram concluir que, numa primeira abordagem, o GDL a controlar deveria de ser o *pitch*, podendo transformar o problema global do controlo da plataforma, do aerogerador flutuante, num problema bidimensional em que o objetivo é o de manter o plano do rotor perpendicular à direção do vento, de modo a melhor aproveitar os recursos eólicos. Este problema bidimensional requer, para sua análise, o modelo linear do *pitch*, obtido pelo método do decremento logarítmico, os mecanismos de atuação projetados e o simulador recompilado de modo a poder simular o modelo não linear do aerogerador flutuante com controlo da plataforma.

No desenvolvimento dos controladores, duas metodologias foram utilizadas por forma a garantir que o

sistema controlado fosse capaz de cumprir determinados requisitos. A primeira metodologia foi assente em função transferência e a segunda, assente em espaço de estados. O controlador assente em função transferência, tratou-se de um PID demonstrando um bom desempenho, quer quando utilizado no controlo do aerogerador flutuante em condições ambientais determinísticas, quer em condições ambientais não determinísticas, conseguindo fazer com que o *pitch* da plataforma fosse praticamente nulo, traduzindo este *pitch* nulo na perpendicularidade do plano do rotor em relação à direção do vento. O controlador assente em espaço de estados, tratou-se de um controlador por colocação de pólos, também ele demonstrando um bom desempenho. Ambos os controladores produziram resultados semelhantes.

Os resultados alcançados com este trabalho são promissores do ponto de vista da utilização deste tipo de controlo para plataformas do tipo semi-submersível, já que o controlo do mecanismo de balastro ativo permitiu manter o *pitch* da plataforma com um valor considerado a níveis físicos, devido a dimensão da estrutura, como sendo nulo.

8.1 Trabalhos Futuros

O próximo passo na evolução deste estudo será a avaliação da aplicabilidade do sistema de controlo desenvolvido neste estudo. Para tal, sugere-se que uma análise semelhante à realizada neste trabalho seja feita em discreto, pois a implementação de um controlador desta natureza em contínuo seria dispendioso. A análise em discreto passa pela correta determinação do tempo de amostragem de modo a se poder fazer a conversão de contínuo para discreto. A inclusão de filtros capazes de lidar com o ruído das medições seria uma hipótese a avaliar no projeto do controlador discreto, sendo que um controlador linear quadrático Gaussiano (LQG) seria a melhor opção pois, trata-se de um controlador ótimo em que a estimação de estados é feita por intermédio de um filtro de Kalman. A seguir, sugere-se a realização de uma análise de custos de modo a que se possa estabelecer uma relação entre a produção de energia elétrica do sistema sem controlo do *pitch* da plataforma e a produção de energia elétrica do sistema com o controlo do *pitch* da plataforma. Esta relação permitirá concluir quanto à viabilidade, em termos de custos, da introdução do sistema de controlo do *pitch* nesta plataforma. Por fim, aproveitar a versão desenvolvida do simulador e os modelos lineares obtidos, para os restantes GDL, de modo a avaliar a necessidade de aplicar ações de controlo sobre eles. E caso se verifique essa necessidade, desenvolver os respetivos controladores, sendo que controladores para o *surge* e *sway* podem ser vistos como uma alternativa aos sistemas de amarrações, numa análise preliminar.

Bibliografia

- [1] The European Offshore Wind Industry - Key Trends and Statistics 2012. Technical report, European Wind Energy Association, January 2013.
- [2] H. Bagbanci. Dynamic Analysis Of Offshore Floating Wind Turbines. Master's thesis, Instituto Superior Técnico, December 2011.
- [3] H. Bredmose, S. Larsen, D. Matha, A. Rettenmeier, E. Mariano, and L. Sætran. D2.4: Collation of Offshore Wind-Wave Dynamics. *Marine Renewables Infrastructure Network*, November 2012.
- [4] S. Butterfield, W. Musial, J. Jonkman, and P. Schlavounos. Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines. *NREL/CP-500-38776*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, September 2007.
- [5] A. Cordle and J. Jonkman. State of the Art in Floating Wind Turbine Design Tools. *NREL/CP-5000-50543*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, June 2011.
- [6] B. Jonkman and L. Kilcher. TurbSim User's Guide. *NREL/TP - Draft Version*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, September 2012.
- [7] B. Jonkman, J. Michalakes, J. Jonkman, M. Buhl, A. Platt, and M. Sprague. NWTC Programmer's Handbook: A Guide for Software Development Within the FAST Computer-Aided Engineering Tool. *NREL/TP - Draft Version*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, August 2012.
- [8] J. Jonkman. Definition of the Floating System for Phase IV of OC3. *NREL/TP-500-47535*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, May 2010.
- [9] J. Jonkman. Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine. *NREL Technical Report No. TP-500-41958*, November 2007.
- [10] J. Jonkman and M. Buhl. Fast User's Guide. *NREL/EL-500-38230*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, August 2005.
- [11] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. Definition of 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. *NREL/TP-500-38060*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, February 2009.

- [12] T. Kane and D. Levinson. *Dynamics: Theory and Applications*, chapter 4-4.4,4.11,6-6.1. McGraw-Hill Inc., New York, 1985.
- [13] C. Lee and J. Newman. WAMIT[®] User Manual, Version 7. *PC, WAMIT, Inc.*, Chestnut Hill, MA, USA, 2006.
- [14] L. Ljung. *System Identification: Theory for the User*. Prentice Hall, 2nd edition, 1999.
- [15] P. Moriarty and A. Hansen. AeroDyn Theory Manual. *NREL/EL-500-36881*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, December 2005.
- [16] W. Musial, S. Butterfield, and A. Boone. Feasibility of Floating Platform Systems for Wind Turbines. *NREL/CP-500-34874*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, January 2004.
- [17] W. Musial, S. Butterfield, and B. Ram. Energy from Offshore Wind. *NREL/CP-500-39450*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, February 2006.
- [18] K. Ogata. *Modern Control Engineering*. Prentice-Hall, 5th edition, 2010.
- [19] A. Piersol and T. Paez. *Harris' Shock and Vibration Handbook*, chapter 2. McGraw-Hill Inc., New York, 2010.
- [20] A. Robertson, J. Jonkman, M. Masciola, H. Song, A. Goupee, A. Coulling, and C. Luan. Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4. *NREL Technical Report*, 2012.
- [21] D. Roddie, C. Cermelli, A. Aubaul, and A. Weinstein. WindFloat: A Floating Foundation for Offshore Wind Turbines. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, May 2010.
- [22] E. Wayman, P. Scлавounos, S. Butterfield, J. Jonkman, and W. Musial. Coupled Dynamic Modeling of Floating Wind Turbine Systems. *NREL/CP-500-39481*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, March 2006.

Anexo

Anexo A

FAST: Ficheiros de Entrada

Este anexo contém os principais ficheiros de entrada do simulador FAST utilizadas nas simulações do capítulo 5, nas simulações para obtenção dos modelos lineares no capítulo 6 e nas simulações do sistema controlado do capítulo 7.

A.1 Ficheiro Principal (fst)

----- FAST INPUT FILE -----		
NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis.		
Properties from Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) 6MW Pre-Design (10046_009.pdf) and REpower 5M 5MW (5m_uk.pdf); Compatible with FAST v6.0.		
----- SIMULATION CONTROL -----		
True	Echo	- Echo input data to "echo.out" (flag)
1	ADAMSPrep	- ADAMS preprocessor mode {1: Run FAST, 2: use FAST as a preprocessor to create an ADAMS model, 3: do both} (switch)
1	AnalMode	- Analysis mode {1: Run a time-marching simulation, 2: create a periodic linearized model} (switch)
3	NumBl	- Number of blades (-)
5400	TMax	- Total run time (s)
0.0125	DT	- Integration time step (s)
----- TURBINE CONTROL -----		
1	YCMODE	- Yaw control mode {0: none, 1: user-defined from routine UserYawCont, 2: user-defined from Simulink} (switch)
0.0	TYCOn	- Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMODE=0]
1	PCMMode	- Pitch control mode {0: none, 1: user-defined from routine PitchCntrl, 2: user-defined from Simulink} (switch)
0.0	TPCOn	- Time to enable active pitch control (s) [unused when PCMMode=0]
2	VSCntrl	- Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 2: user-defined from routine UserVSCont, 3: user-defined from Simulink} (switch)
9999.9	VS_RtGnSp	- Rated generator speed for simple variable-speed generator control (HSS side) (rpm) [used only when VSCntrl=1]
9999.9	VS_RtTq	- Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 for simple variable-speed generator control (HSS side) (N-m) [used only when VSCntrl=1]
9999.9	VS_Rgn2K	- Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed generator control (HSS side) (N-m/rpm ²) [used only when VSCntrl=1]
9999.9	VS_SlPc	- Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple variable-speed generator control (%) [used only when VSCntrl=1]
2	GenModel	- Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from routine UserGen} (switch) [used only when VSCntrl=0]
True	GenTiStr	- Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: generator speed using SpdGenOn} (flag)
True	GenTiStp	- Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when generator power = 0} (flag)
9999.9	SpdGenOn	- Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS speed) (rpm) [used only when GenTiStr=False]
0.0	TimGenOn	- Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when GenTiStr=True]
9999.9	TimGenOf	- Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=True]
1	HSSBrMode	- HSS brake model {1: simple, 2: user-defined from routine UserHSSBr} (switch)
9999.9	THSSBrDp	- Time to initiate deployment of the HSS brake (s)
9999.9	TiDynBrk	- Time to initiate deployment of the dynamic generator brake [CURRENTLY IGNORED] (s)
9999.9	TtPrDp(1)	- Time to initiate deployment of tip brake 1 (s)
9999.9	TtPrDp(2)	- Time to initiate deployment of tip brake 2 (s)
9999.9	TtPrDp(3)	- Time to initiate deployment of tip brake 3 (s) [unused for 2 blades]
9999.9	TBDpISp(1)	- Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 1 (rpm)
9999.9	TBDpISp(2)	- Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 2 (rpm)
9999.9	TBDpISp(3)	- Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 3 (rpm) [unused for 2 blades]
9999.9	TYawManS	- Time to start override yaw maneuver and end standard yaw control (s)
9999.9	TYawManE	- Time at which override yaw maneuver reaches final yaw angle (s)
0.0	NacYawF	- Final yaw angle for yaw maneuvers (degrees)
9999.9	TPitManS(1)	- Time to start override pitch maneuver for blade 1 and end standard pitch control (s)
9999.9	TPitManS(2)	- Time to start override pitch maneuver for blade 2 and end standard pitch control (s)
9999.9	TPitManS(3)	- Time to start override pitch maneuver for blade 3 and end standard pitch control (s) [unused for 2 blades]
9999.9	TPitManE(1)	- Time at which override pitch maneuver for blade 1 reaches final pitch (s)

```

9999.9    TPitManE(2) - Time at which override pitch maneuver for blade 2 reaches final pitch (s)
9999.9    TPitManE(3) - Time at which override pitch maneuver for blade 3 reaches final pitch (s) [unused for 2 blades]
0.0       BIPitch(1) - Blade 1 initial pitch (degrees)
0.0       BIPitch(2) - Blade 2 initial pitch (degrees)
0.0       BIPitch(3) - Blade 3 initial pitch (degrees) [unused for 2 blades]
0.0       BIPitchF(1) - Blade 1 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0       BIPitchF(2) - Blade 2 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0       BIPitchF(3) - Blade 3 final pitch for pitch maneuvers (degrees) [unused for 2 blades]

----- ENVIRONMENTAL CONDITIONS -----
9.80665   Gravity    - Gravitational acceleration (m/s^2)

----- FEATURE FLAGS -----
True      FlapDOF1    - First flapwise blade mode DOF (flag)
True      FlapDOF2    - Second flapwise blade mode DOF (flag)
True      EdgeDOF     - First edgewise blade mode DOF (flag)
True      TeetDOF     - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]
True      DrTrDOF     - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)
True      GenDOF      - Generator DOF (flag)
True      YawDOF      - Yaw DOF (flag)
True      TwFADOF1    - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
True      TwFADOF2    - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
True      TwSSDOF1    - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
True      TwSSDOF2    - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
True      CompAero    - Compute aerodynamic forces (flag)
False     CompNoise   - Compute aerodynamic noise (flag)

----- INITIAL CONDITIONS -----
0.0       OoPDefl     - Initial out-of-plane blade-tip displacement (meters)
0.0       IPDefl      - Initial in-plane blade-tip deflection (meters)
0.0       TeetDefl    - Initial or fixed teeter angle (degrees) [unused for 3 blades]
0.0       Azimuth     - Initial azimuth angle for blade 1 (degrees)
0.0       RotSpeed    - Initial or fixed rotor speed (rpm)
0.0       NacYaw      - Initial or fixed nacelle-yaw angle (degrees)
0.0       TTDspFA     - Initial fore-aft tower-top displacement (meters)
0.0       TTDspSS     - Initial side-to-side tower-top displacement (meters)

----- TURBINE CONFIGURATION -----
63.0      TipRad      - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)
1.5       HubRad      - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)
1         PSpnELN     - Number of the innermost blade element which is still part of the pitchable portion of the blade for partial-span pitch control [1 to BldNodes]
0.0       UndsLing    - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]
0.0       HubCM       - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)
-5.01910  OverHang    - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)
1.9       NacCMxn     - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
0.0       NacCMyn     - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
1.75      NacCMzn     - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
87.6      TowerHt     - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)
1.96256   Twr2Shft    - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)
0.0       TwrRBHt     - Tower rigid base height (meters)
-5.0       ShftTilt    - Rotor shaft tilt angle (degrees)
0.0       Delta3      - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]
-2.5      PreCone(1)  - Blade 1 cone angle (degrees)
-2.5      PreCone(2)  - Blade 2 cone angle (degrees)
-2.5      PreCone(3)  - Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]
0.0       AzimB1Up    - Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)

----- MASS AND INERTIA -----
0.0       YawBrMass   - Yaw bearing mass (kg)
240.00E3   NacMass    - Nacelle mass (kg)
56.78E3    HubMass    - Hub mass (kg)
0.0       TipMass(1)  - Tip-brake mass, blade 1 (kg)
0.0       TipMass(2)  - Tip-brake mass, blade 2 (kg)
0.0       TipMass(3)  - Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]
2607.89E3  NacYIner   - Nacelle inertia about yaw axis (kg m^2)
534.116    GenIner    - Generator inertia about HSS (kg m^2)
115.926E3  HubIner    - Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m^2)

----- DRIVETRAIN -----
100.0      GBoxEff     - Gearbox efficiency (%)
94.4       GenEff      - Generator efficiency [ignored by the Thevenin and user-defined generator models] (%)
97.0       GBRatio     - Gearbox ratio (-)
False      GBRevers    - Gearbox reversal {T: if rotor and generator rotate in opposite directions} (flag)
28.1162E3  HSSBrTqF    - Fully deployed HSS-brake torque (N-m)
0.6        HSSBrDT     - Time for HSS-brake to reach full deployment once initiated (sec) [used only when HSSBrMode=1]
"Dummy"    DynBrkFi     - File containing a mech-gen-torque vs HSS-speed curve for a dynamic brake [CURRENTLY IGNORED] (quoted string)
867.637E6  DTTorSpr    - Drivetrain torsional spring (N-m/rad)
6.215E6    DTTorDmp    - Drivetrain torsional damper (N-m/(rad/s))

----- SIMPLE INDUCTION GENERATOR -----
9999.9     SIG_SlPc    - Rated generator slip percentage (%) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9     SIG_SySp    - Synchronous (zero-torque) generator speed (rpm) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9     SIG_RtTq    - Rated torque (N-m) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9     SIG_PORT    - Pull-out ratio (Tpullout/Trated) (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]

```

```

----- THEVENIN-EQUIVALENT INDUCTION GENERATOR -----
9999.9   TEC_Freq   - Line frequency [50 or 60] (Hz) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9998     TEC_NPol   - Number of poles [even integer > 0] (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9   TEC_SRes   - Stator resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9   TEC_RRes   - Rotor resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9   TEC_VLL    - Line-to-line RMS voltage (volts) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9   TEC_SLR    - Stator leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9   TEC_RLR    - Rotor leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9   TEC_MR     - Magnetizing reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
----- PLATFORM -----
3        PtfmModel - Platform model {0: none, 1: onshore, 2: fixed bottom offshore, 3: floating offshore} (switch)
"NRELOffshrBeline5MW_Platform_OC4DeepCWind.dat" PtfmFile - Name of file containing platform properties (quoted string) [unused when PtfmModel=0]
----- TOWER -----
20       TwrNodes  - Number of tower nodes used for analysis (-)
"NRELOffshrBeline5MW_Tower_OC4DeepCWind.dat"   TwrFile   - Name of file containing tower properties (quoted string)
----- NACELLE-YAW -----
9028.32E6 YawSpr    - Nacelle-yaw spring constant (N-m/rad)
19.16E6   YawDamp   - Nacelle-yaw damping constant (N-m/(rad/s))
0.0       YawNeut   - Neutral yaw position--yaw spring force is zero at this yaw (degrees)
----- FURLING -----
False     Furling   - Read in additional model properties for furling turbine (flag)
"Dummy"   FurlFile  - Name of file containing furling properties (quoted string) [unused when Furling=False]
----- ROTOR-TEETER -----
0         TeetMod   - Rotor-teeter spring/damper model {0: none, 1: standard, 2: user-defined from routine UserTeet} (switch) [unused for 3 blades]
0.0       TeetDmpP  - Rotor-teeter damper position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0       TeetDmp   - Rotor-teeter damping constant (N-m/(rad/s)) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0       TeetCDmp  - Rotor-teeter rate-independent Coulomb-damping moment (N-m) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0       TeetSStP  - Rotor-teeter soft-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0       TeetHStP  - Rotor-teeter hard-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0       TeetSSSp  - Rotor-teeter soft-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0       TeetHSSp  - Rotor-teeter hard-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
----- TIP-BRAKE -----
0.0       TBDrConN  - Tip-brake drag constant during normal operation, Cd*Area (m^2)
0.0       TBDrConD  - Tip-brake drag constant during fully-deployed operation, Cd*Area (m^2)
0.0       TpBrDT    - Time for tip-brake to reach full deployment once released (sec)
----- BLADE -----
"NRELOffshrBeline5MW_Blade.dat"                BldFile(1) - Name of file containing properties for blade 1 (quoted string)
"NRELOffshrBeline5MW_Blade.dat"                BldFile(2) - Name of file containing properties for blade 2 (quoted string)
"NRELOffshrBeline5MW_Blade.dat"                BldFile(3) - Name of file containing properties for blade 3 (quoted string) [unused for 2 blades]
----- AERODYN -----
"NRELOffshrBeline5MW_AeroDyn.ipt"              ADFile     - Name of file containing AeroDyn input parameters (quoted string)
----- NOISE -----
"Dummy"    NoiseFile - Name of file containing aerodynamic noise input parameters (quoted string) [used only when CompNoise=True]
----- ADAMS -----
"NRELOffshrBeline5MW_ADAMSSpecific.dat"        ADAMSFile  - Name of file containing ADAMS-specific input parameters (quoted string) [unused when ADAMSPrep=1]
----- LINEARIZATION CONTROL -----
"NRELOffshrBeline5MW_Linear.dat"              LinFile    - Name of file containing FAST linearization parameters (quoted string) [unused when AnalMode=1]
----- OUTPUT -----
True       SumPrint - Print summary data to "<RootName>.fsm" (flag)
1          OutFileFmt - Format for tabular (time-marching) output file(s) (1: text file [<RootName>.out], 2: binary file [<RootName>.outb], 3: both) (switch)
True       TabDelim  - Generate a tab-delimited tabular output file. (flag)
"ES10.3E2" OutFmt    - Format used for tabular output except time. Resulting field should be 10 characters. (quoted string) [not checked for validity!]
0          TStart    - Time to begin tabular output (s)
1          DecFact   - Decimation factor for tabular output {1: output every time step} (-)
1.0        StsTime   - Amount of time between screen status messages (sec)
-3.09528   NcIMUxn   - Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
0.0        NcIMUyn   - Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
2.23336    NcIMUzn   - Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
1.912      ShiftGagL - Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positive for upwind rotors] (meters)
1          NTwGages  - Number of tower nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)
10         TwrGagNd  - List of tower nodes that have strain gages [1 to TwrNodes] (-) [unused if NTwGages=0]
1          NB1Gages  - Number of blade nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)
9          BldGagNd  - List of blade nodes that have strain gages [1 to BldNodes] (-) [unused if NB1Gages=0]
          OutList    - The next line(s) contains a list of output parameters. See OutList.txt for a listing of available output channels, (-)
"PtfmPitch"                                     - Platform rotational pitch displacements
"B1Pitch1, B1Pitch2, B1Pitch3"                  - Bladed Pitch 1,2,3
"GenPwr"                                         - Electrical Generator torque and power
END of FAST input file (the word "END" must appear in the first 3 columns of this last line).
-----
UC1YU1Fx , UC1YU1Fy , UC1YU1Fz"                - Forces at connection pt of upper column 1 and upper Y pontoon 1
UC1DU1Fx , UC1DU1Fy , UC1DU1Fz"                - Forces at connection pt of upper column 1 and upper Delta pontoon 1

```

A.2 Ficheiro da Plataforma (dat)

----- FAST PLATFORM FILE -----													
NREL 5.0 MW offshore baseline floating platform input properties for the OC4-DeepCWind semi.													
----- FEATURE FLAGS (CONT) -----													
True	PtfmSgDOF	- Platform horizontal surge translation DOF (flag)											
True	PtfmSwDOF	- Platform horizontal sway translation DOF (flag)											
True	PtfmHvDOF	- Platform vertical heave translation DOF (flag)											
True	PtfmRDOF	- Platform roll tilt rotation DOF (flag)											
True	PtfmPDOF	- Platform pitch tilt rotation DOF (flag)											
True	PtfmYDOF	- Platform yaw rotation DOF (flag)											
----- INITIAL CONDITIONS (CONT) -----													
0.0	PtfmSurge	- Initial or fixed horizontal surge translational displacement of platform (meters)											
0.0	PtfmSway	- Initial or fixed horizontal sway translational displacement of platform (meters)											
0.0	PtfmHeave	- Initial or fixed vertical heave translational displacement of platform (meters)											
0.0	PtfmRoll	- Initial or fixed roll tilt rotational displacement of platform (degrees)											
0.0	PtfmPitch	- Initial or fixed pitch tilt rotational displacement of platform (degrees)											
0.0	PtfmYaw	- Initial or fixed yaw rotational displacement of platform (degrees)											
----- TURBINE CONFIGURATION (CONT) -----													
-10.0	TwrDraft	- Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the tower base platform connection (meters)											
13.46	PtfmCM	- Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)											
0.0	PtfmRef	- Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform reference point (meters)											
----- MASS AND INERTIA (CONT) -----													
1.3473E7	PtfmMass	- Platform mass (kg)											
6.827E9	PtfmRIner	- Platform inertia for roll tilt rotation about the platform CM (kg m^2)											
6.827E9	PtfmPIner	- Platform inertia for pitch tilt rotation about the platform CM (kg m^2)											
1.226E10	PtfmYIner	- Platform inertia for yaw rotation about the platform CM (kg m^2)											
----- PLATFORM (CONT) -----													
FltngPtfmLd	PtfmLdMod	- Platform loading model {0: none, 1: user-defined from routine UserPtfmLd} (switch)											
"HydroData\marin_semi"	WAMITFile	- Root name of WAMIT output files containing the linear, nondimensionalized, hydrostatic restoring matrix (.hst extension)											
1.3917E4	PtfmVol0	- Displaced volume of water when the platform is in its undisplaced position (m^3) [USE THE SAME VALUE COMPUTED BY WAMIT AS OUTPUT IN THE											
0	PtfmNodes	- Number of platform nodes used in calculation of viscous drag term from Morison's equation (-)											
20.0	PtfmDraft	- Effective platform draft in calculation of viscous drag term from Morison's equation (meters)											
47.5	PtfmDiam	- Effective platform diameter in calculation of viscous drag term from Morison's equation (meters)											
0.0	PtfmCD	- Effective platform normalized hydrodynamic viscous drag coefficient in calculation of viscous drag term from Morison's equation (-)											
60.0	RdtnTMax	- Analysis time for wave radiation kernel calculations (sec) [determines RdtnDOmega=Pi/RdtnTMax in the cosine transform] [MAKE SURE THIS IS LONG											
0.025	RdtnDT	- Time step for wave radiation kernel calculations (sec) [DT<=RdtnDT<=0.1 recommended] [determines RdtnOmegaMax=Pi/RdtnDT in the cosine transform]											
----- EXTERNAL FORCES ----- Celso Pinto Monteiro added external forces													
0	EnbFrc	- Enable external forces {0: none, 1: from txt (data bellow), 2: Simulink} (switch)											
3	NumFrc	- Number of external forces {>0} [used only when EnbFrc = 1]											
massH20	FrcRad	FrcAng	currWL	WDens	CDiam	[used only when NumFrc>0 and EnbFrc = 1]							
(1)	(m)	(deg)	(m)	(kg/m^3)	(m)	[used only when NumFrc>0 and EnbFrc = 1]							
0	28.867	60.0	6.17	1025	12								
0	28.867	180.0	6.17	1025	12								
0	28.867	300.0	6.17	1025	12								
----- MOORING LINES -----													
3	NumLines	- Number of mooring lines (-)											
1	LineMod	- Mooring line model {1: standard quasi-static, 2: user-defined from routine UserLine} (switch) [used only when NumLines>0]											
LRadAnch	LAngAnch	LdpthAnch	LRadFair	LAngFair	LDrftFair	LUnstrLen	LDiam	LMassDen	LEASTff	LSeabedCD	LTenTol	[used only when NumLines>0 and LineMod=1]	
(m)	(deg)	(m)	(m)	(deg)	(m)	(m)	(m)	(kg/m)	(N)	(-)	(-)	[used only when NumLines>0 and LineMod=1]	
837.6	60.0	200.0	40.868	60.0	14.0	835.5	0.0766	113.35	7.536E8	1.0	0.0000001		
837.6	180.0	200.0	40.868	180.0	14.0	835.5	0.0766	113.35	7.536E8	1.0	0.0000001		
837.6	300.0	200.0	40.868	300.0	14.0	835.5	0.0766	113.35	7.536E8	1.0	0.0000001		
----- WAVES -----													
1025.0	WtrDens	- Water density (kg/m^3)											
200.0	WtrDpth	- Water depth (meters) [USE THE SAME VALUE SPECIFIED IN THE WAMIT .POT FILE!]											
0	WaveMod	- Incident wave kinematics model {0: none=still water, 1: plane progressive (regular), 2: JONSWAP/Pierson-Moskowitz spectrum (irregular), 3: user											
6000	WaveTMax	- Analysis time for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [determines WaveDOmega=2Pi/WaveTMax in the											
0.25	WaveDT	- Time step for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [0.1<=WaveDT<=1.0 recommended] [determines WaveOmegaMax=Pi/WaveDT											
6.00	WaveHs	- Significant wave height of incident waves (meters) [used only when WaveMod=1 or 2]											
10.0	WaveTp	- Peak spectral period of incident waves (sec) [used only when WaveMod=1 or 2]											
DEFAULT	WavePkShp	- Peak shape parameter of incident wave spectrum (-) or DEFAULT (unquoted string) [used only when WaveMod=2] [use 1.0 for Pierson-Moskowitz]											
0.0	WaveDir	- Incident wave propagation heading direction (degrees) [unused when WaveMod=0]											
123456789	WaveSeed(1)	- First random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0]											
1011212134	WaveSeed(2)	- Second random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0]											
----- CURRENT -----													
0	CurrMod	- Current profile model {0: none=no current, 1: standard, 2: user-defined from routine UserCurrent} (switch)											
0.0	CurrSSV0	- Sub-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]											
DEFAULT	CurrSSDir	- Sub-surface current heading direction (degrees) or DEFAULT (unquoted string) [used only when CurrMod=1]											
20.0	CurrNSRef	- Near-surface current reference depth (meters) [used only when CurrMod=1]											
0.0	CurrNSV0	- Near-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]											
0.0	CurrNSDir	- Near-surface current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]											
0.0	CurrDIV	- Depth-independent current velocity (m/s) [used only when CurrMod=1]											
0.0	CurrDIDir	- Depth-independent current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]											
----- OUTPUT (CONT) -----													
0	NWaveKin	- Number of points where the incident wave kinematics can be output [0 to 9] (-)											

A.3 Ficheiro das Pás (dat)

```

----- FAST INDIVIDUAL BLADE FILE -----
NREL 5.0 MW offshore baseline blade input properties.
----- BLADE PARAMETERS -----
49      NBlInpSt   - Number of blade input stations (-)
False   CalcBMode - Calculate blade mode shapes internally {T: ignore mode shapes from below, F: use mode shapes from below} [CURRENTLY IGNORED] (flag)
0.477465 BldFlDmp(1) - Blade flap mode #1 structural damping in percent of critical (%)
0.477465 BldFlDmp(2) - Blade flap mode #2 structural damping in percent of critical (%)
0.477465 BldEdDmp(1) - Blade edge mode #1 structural damping in percent of critical (%)
----- BLADE ADJUSTMENT FACTORS -----
1.0     FlStTunr(1) - Blade flapwise modal stiffness tuner, 1st mode (-)
1.0     FlStTunr(2) - Blade flapwise modal stiffness tuner, 2nd mode (-)
1.04536 AdjBlMs    - Factor to adjust blade mass density (-)
1.0     AdjFlSt    - Factor to adjust blade flap stiffness (-)
1.0     AdjEdSt    - Factor to adjust blade edge stiffness (-)
----- DISTRIBUTED BLADE PROPERTIES -----
BlFract  AeroCent  StrcTwst  BMassDen  FlpStiff  EdgStiff  GJStiff  EAStiff  Alpha  FlpIner  EdgIner  PrecrvRef  PreswpRef  FlpcgOf  EdgcgOf  FlpEAOf  EdgEAOf
(-)      (-)      (deg)      (kg/m)     (Nm^2)    (Nm^2)    (Nm^2)    (N)       (-)    (kg m)   (kg m)    (m)        (m)        (m)        (m)        (m)        (m)
0.00000  0.25000  13.308   678.935   18110.00E6  18113.60E6  5564.40E6  9729.48E6  0.0    972.86   973.04   0.0         0.0         0.0         0.00017  0.0    0.0
0.00325  0.25000  13.308   678.935   18110.00E6  18113.60E6  5564.40E6  9729.48E6  0.0    972.86   973.04   0.0         0.0         0.0         0.00017  0.0    0.0
0.01951  0.24951  13.308   773.363   19424.90E6  19558.60E6  5431.59E6  10789.50E6  0.0    1091.52  1066.38  0.0         0.0         0.0         -0.02309  0.0    0.0
0.03577  0.24510  13.308   740.550   17455.90E6  19497.80E6  4993.98E6  10067.23E6  0.0    966.09   1047.36  0.0         0.0         0.0         0.00344  0.0    0.0
0.05203  0.23284  13.308   740.042   15287.40E6  19788.80E6  4666.59E6  9867.78E6  0.0    873.81   1099.75  0.0         0.0         0.0         0.04345  0.0    0.0
0.06829  0.22059  13.308   592.496   10782.40E6  14858.50E6  3474.71E6  7607.86E6  0.0    648.55   873.02   0.0         0.0         0.0         0.05893  0.0    0.0
0.08455  0.20833  13.308   450.275   7229.72E6  10220.60E6  2323.54E6  5491.26E6  0.0    456.76   641.49   0.0         0.0         0.0         0.06494  0.0    0.0
0.10081  0.19608  13.308   424.054   6309.54E6  9144.70E6  1907.87E6  4971.30E6  0.0    400.53   593.73   0.0         0.0         0.0         0.07718  0.0    0.0
0.11707  0.18382  13.308   400.638   5528.36E6  8063.16E6  1570.36E6  4493.95E6  0.0    351.61   547.18   0.0         0.0         0.0         0.08394  0.0    0.0
0.13335  0.17156  13.308   382.062   4980.06E6  6884.44E6  1158.26E6  4034.80E6  0.0    316.12   490.84   0.0         0.0         0.0         0.10174  0.0    0.0
0.14959  0.15931  13.308   399.655   4936.84E6  7009.18E6  1002.12E6  4037.29E6  0.0    303.60   503.86   0.0         0.0         0.0         0.10758  0.0    0.0
0.16585  0.14706  13.308   426.321   4691.66E6  7167.68E6  855.90E6  4169.72E6  0.0    289.24   544.70   0.0         0.0         0.0         0.15829  0.0    0.0
0.18211  0.13481  13.181   416.820   3949.46E6  7271.66E6  672.27E6  4082.35E6  0.0    246.57   569.90   0.0         0.0         0.0         0.22235  0.0    0.0
0.19837  0.12500  12.848   406.186   3386.52E6  7081.70E6  547.49E6  4085.97E6  0.0    215.91   601.28   0.0         0.0         0.0         0.30756  0.0    0.0
0.21465  0.12500  12.192   381.420   2933.74E6  6244.53E6  448.84E6  3668.34E6  0.0    187.11   546.56   0.0         0.0         0.0         0.30386  0.0    0.0
0.23089  0.12500  11.561   352.822   2568.96E6  5048.96E6  335.92E6  3147.76E6  0.0    160.84   468.71   0.0         0.0         0.0         0.26519  0.0    0.0
0.24715  0.12500  11.072   349.477   2388.65E6  4948.49E6  311.35E6  3011.58E6  0.0    148.56   453.76   0.0         0.0         0.0         0.25941  0.0    0.0
0.26341  0.12500  10.792   346.538   2271.99E6  4808.02E6  291.94E6  2882.62E6  0.0    140.30   436.22   0.0         0.0         0.0         0.25007  0.0    0.0
0.29595  0.12500  10.232   339.333   2050.05E6  4501.40E6  261.00E6  2613.97E6  0.0    124.61   398.18   0.0         0.0         0.0         0.23155  0.0    0.0
0.32846  0.12500  9.672    330.004   1828.25E6  4244.07E6  228.82E6  2357.48E6  0.0    109.42   362.08   0.0         0.0         0.0         0.20382  0.0    0.0
0.36098  0.12500  9.110    321.990   1588.71E6  3995.28E6  200.75E6  2146.86E6  0.0    94.36   335.01   0.0         0.0         0.0         0.19934  0.0    0.0
0.39350  0.12500  8.534    313.820   1361.93E6  3750.76E6  174.38E6  1944.09E6  0.0    80.24   308.57   0.0         0.0         0.0         0.19323  0.0    0.0
0.42602  0.12500  7.932    294.734   1102.38E6  3447.14E6  144.47E6  1632.70E6  0.0    62.67   263.87   0.0         0.0         0.0         0.14994  0.0    0.0
0.45855  0.12500  7.321    287.120   875.80E6  3139.07E6  119.98E6  1432.40E6  0.0    49.42   237.06   0.0         0.0         0.0         0.15421  0.0    0.0
0.49106  0.12500  6.711    263.343   681.30E6  2734.24E6  81.19E6  1168.03E6  0.0    37.34   196.41   0.0         0.0         0.0         0.13252  0.0    0.0
0.52358  0.12500  6.122    253.207   534.72E6  2554.87E6  69.09E6  1047.43E6  0.0    29.14   180.34   0.0         0.0         0.0         0.13313  0.0    0.0
0.55610  0.12500  5.546    241.666   408.90E6  2334.03E6  57.45E6  922.95E6  0.0    22.16   162.43   0.0         0.0         0.0         0.14035  0.0    0.0
0.58862  0.12500  4.971    220.638   314.54E6  1828.73E6  45.92E6  760.82E6  0.0    17.33   134.83   0.0         0.0         0.0         0.13950  0.0    0.0
0.62115  0.12500  4.401    200.293   238.63E6  1584.10E6  35.98E6  648.03E6  0.0    13.30   116.30   0.0         0.0         0.0         0.15134  0.0    0.0
0.65366  0.12500  3.834    179.404   175.88E6  1323.36E6  27.44E6  539.70E6  0.0    9.96    97.98   0.0         0.0         0.0         0.17418  0.0    0.0
0.68618  0.12500  3.332    165.094   126.01E6  1183.68E6  20.90E6  531.15E6  0.0    7.30    98.93   0.0         0.0         0.0         0.24922  0.0    0.0
0.71870  0.12500  2.890    154.411   107.26E6  1020.16E6  18.54E6  460.01E6  0.0    6.22    85.78   0.0         0.0         0.0         0.26022  0.0    0.0
0.75122  0.12500  2.503    138.935   90.88E6  797.81E6  16.28E6  375.74E6  0.0    5.19    69.96   0.0         0.0         0.0         0.22554  0.0    0.0
0.78376  0.12500  2.116    129.555   76.31E6  709.61E6  14.53E6  328.89E6  0.0    4.36    61.41   0.0         0.0         0.0         0.22795  0.0    0.0
0.81626  0.12500  1.730    107.264   61.05E6  518.19E6  9.07E6  244.04E6  0.0    3.36    45.44   0.0         0.0         0.0         0.20600  0.0    0.0
0.84878  0.12500  1.342    98.776   49.48E6  454.87E6  8.06E6  211.60E6  0.0    2.75    39.57   0.0         0.0         0.0         0.21662  0.0    0.0
0.88130  0.12500  0.954    90.248   39.36E6  395.12E6  7.08E6  181.52E6  0.0    2.21    34.09   0.0         0.0         0.0         0.22784  0.0    0.0
0.89756  0.12500  0.760    83.001   34.67E6  353.72E6  6.09E6  160.25E6  0.0    1.93    30.12   0.0         0.0         0.0         0.23124  0.0    0.0
0.91382  0.12500  0.574    72.906   30.41E6  304.73E6  5.75E6  109.23E6  0.0    1.69    20.15   0.0         0.0         0.0         0.14826  0.0    0.0
0.93008  0.12500  0.404    68.772   26.52E6  281.42E6  5.33E6  100.08E6  0.0    1.49    18.53   0.0         0.0         0.0         0.15346  0.0    0.0
0.93821  0.12500  0.319    66.264   23.84E6  261.71E6  4.94E6  92.24E6  0.0    1.34    17.11   0.0         0.0         0.0         0.15382  0.0    0.0
0.94636  0.12500  0.253    59.340   19.63E6  158.81E6  4.24E6  63.23E6  0.0    1.10    11.55   0.0         0.0         0.0         0.09470  0.0    0.0
0.95447  0.12500  0.216    55.914   16.00E6  137.88E6  3.66E6  53.32E6  0.0    0.89    9.77    0.0         0.0         0.0         0.09018  0.0    0.0
0.96260  0.12500  0.178    52.484   12.83E6  118.79E6  3.13E6  44.53E6  0.0    0.71    8.19    0.0         0.0         0.0         0.08561  0.0    0.0
0.97073  0.12500  0.140    49.114   10.08E6  101.63E6  2.64E6  36.90E6  0.0    0.56    6.82   0.0         0.0         0.0         0.08035  0.0    0.0
0.97886  0.12500  0.101    45.818   7.55E6  85.07E6  2.17E6  29.92E6  0.0    0.42    5.57   0.0         0.0         0.0         0.07096  0.0    0.0
0.98699  0.12500  0.062    41.669   4.60E6  64.26E6  1.58E6  21.31E6  0.0    0.25    4.01   0.0         0.0         0.0         0.05424  0.0    0.0
0.99512  0.12500  0.023    11.453   0.25E6  6.61E6  0.25E6  4.85E6  0.0    0.04    0.94   0.0         0.0         0.0         0.05387  0.0    0.0
1.00000  0.12500  0.000    10.319   0.17E6  5.01E6  0.19E6  3.53E6  0.0    0.02    0.68   0.0         0.0         0.0         0.05181  0.0    0.0
----- BLADE MODE SHAPES -----
0.0622  BldFl1Sh(2) - Flap mode 1, coeff of x^2
1.7254  BldFl1Sh(3) - , coeff of x^3

```

```

-3.2452 BldF11Sh(4) - , coeff of x^4
4.7131 BldF11Sh(5) - , coeff of x^5
-2.2555 BldF11Sh(6) - , coeff of x^6
-0.5809 BldF12Sh(2) - Flap mode 2, coeff of x^2
1.2067 BldF12Sh(3) - , coeff of x^3
-15.5349 BldF12Sh(4) - , coeff of x^4
29.7347 BldF12Sh(5) - , coeff of x^5
-13.8255 BldF12Sh(6) - , coeff of x^6
0.3627 BldEdgSh(2) - Edge mode 1, coeff of x^2
2.5337 BldEdgSh(3) - , coeff of x^3
-3.5772 BldEdgSh(4) - , coeff of x^4
2.3760 BldEdgSh(5) - , coeff of x^5
-0.6952 BldEdgSh(6) - , coeff of x^6

```

A.4 Ficheiro da Torre (dat)

```

-----
FAST TOWER FILE
-----
NREL 5.0 MW offshore baseline tower input properties for the OC4-DeepCWind semi-submersible.

TOWER PARAMETERS
-----
11      NtwInpSt - Number of input stations to specify tower geometry
False   CalcTMode - Calculate tower mode shapes internally {T: ignore mode shapes from below, F: use mode shapes
1.0     TwrFADmp(1) - Tower 1st fore-aft mode structural damping ratio (%)
1.0     TwrFADmp(2) - Tower 2nd fore-aft mode structural damping ratio (%)
1.0     TwrSSDmp(1) - Tower 1st side-to-side mode structural damping ratio (%)
1.0     TwrSSDmp(2) - Tower 2nd side-to-side mode structural damping ratio (%)

TOWER ADJUSTMUNT FACTORS
-----
1.0     FASStunr(1) - Tower fore-aft modal stiffness tuner, 1st mode (-)
1.0     FASStunr(2) - Tower fore-aft modal stiffness tuner, 2nd mode (-)
1.0     SSSStunr(1) - Tower side-to-side stiffness tuner, 1st mode (-)
1.0     SSSStunr(2) - Tower side-to-side stiffness tuner, 2nd mode (-)
1.0     AdjTwmA - Factor to adjust tower mass density (-)
1.0     AdjFASSt - Factor to adjust tower fore-aft stiffness (-)
1.0     AdjSSSt - Factor to adjust tower side-to-side stiffness (-)

DISTRIBUTED TOWER PROPERTIES
-----
HtFract  TMassDen  TwFASStif  TwSSSStif  TwGJStif  TwEASStif  TwFAIner  TwSSIner  TwFACgOf  TwSScgOf
(-)      (kg/m)    (Nm^2)    (Nm^2)    (Nm^2)    (N)        (kg m)    (kg m)    (m)      (m)
0.0      4667.00    603.903E9 603.903E9 464.718E9 115.302E9 24443.7   24443.7   0.0      0.0
0.1      4345.28    517.644E9 517.644E9 398.339E9 107.354E9 20952.2   20952.2   0.0      0.0
0.2      4034.76    440.925E9 440.925E9 339.303E9 99.682E9  17847.0   17847.0   0.0      0.0
0.3      3735.44    373.022E9 373.022E9 287.049E9 92.287E9  15098.5   15098.5   0.0      0.0
0.4      3447.32    313.236E9 313.236E9 241.043E9 85.169E9  12678.6   12678.6   0.0      0.0
0.5      3170.40    260.897E9 260.897E9 200.767E9 78.328E9  10560.1   10560.1   0.0      0.0
0.6      2904.69    215.365E9 215.365E9 165.729E9 71.763E9  8717.2    8717.2    0.0      0.0
0.7      2650.18    176.028E9 176.028E9 135.458E9 65.475E9  7124.9    7124.9    0.0      0.0
0.8      2406.88    142.301E9 142.301E9 109.504E9 59.464E9  5759.8    5759.8    0.0      0.0
0.9      2174.77    113.630E9 113.630E9 87.441E9  53.730E9  4599.3    4599.3    0.0      0.0
1.0      1953.87    89.488E9  89.488E9 68.863E9  48.272E9  3622.1    3622.1    0.0      0.0

TOWER FORE-AFT MODE SHAPES
-----
1.2562    TwFAM1Sh(2) - Mode 1, coefficient of x^2 term
-1.4936    TwFAM1Sh(3) - , coefficient of x^3 term
3.6041    TwFAM1Sh(4) - , coefficient of x^4 term
-3.6875    TwFAM1Sh(5) - , coefficient of x^5 term
1.3208    TwFAM1Sh(6) - , coefficient of x^6 term
19.6530    TwFAM2Sh(2) - Mode 2, coefficient of x^2 term
-4.9219    TwFAM2Sh(3) - , coefficient of x^3 term
-12.9883    TwFAM2Sh(4) - , coefficient of x^4 term
-1.7640    TwFAM2Sh(5) - , coefficient of x^5 term
1.0212    TwFAM2Sh(6) - , coefficient of x^6 term

TOWER SIDE-TO-SIDE MODE SHAPES
-----
1.4085    TwFAM1Sh(2) - Mode 1, coefficient of x^2 term
-1.3557    TwFAM1Sh(3) - , coefficient of x^3 term
2.1191    TwFAM1Sh(4) - , coefficient of x^4 term
-1.5847    TwFAM1Sh(5) - , coefficient of x^5 term
0.4129    TwFAM1Sh(6) - , coefficient of x^6 term
11.2714    TwSSM2Sh(2) - Mode 2, coefficient of x^2 term
-1.4133    TwSSM2Sh(3) - , coefficient of x^3 term
-9.0087    TwSSM2Sh(4) - , coefficient of x^4 term
2.1686    TwSSM2Sh(5) - , coefficient of x^5 term
-2.0180    TwSSM2Sh(6) - , coefficient of x^6 term

```

A.5 Ficheiro de Linearização (dat)

```

----- FAST LINEARIZATION CONTROL FILE -----
NREL 5.0 MW offshore baseline linearization input properties.
----- PERIODIC STEADY STATE SOLUTION -----
True      CalcStdy - Calculate periodic steady state condition {False: linearize about initial conditions} (flag)
3         TrimCase - Trim case {1: find nacelle yaw, 2: find generator torque, 3: find collective blade pitch}
0.0001    DispTol  - Convergence tolerance for the 2-norm of displacements in the periodic steady state calculation
0.0010    VelTol   - Convergence tolerance for the 2-norm of velocities in the periodic steady state calculation
----- MODEL LINEARIZATION -----
36        NAzimStep - Number of equally-spaced azimuth steps in periodic linearized model (-)
1         MdlOrder  - Order of output linearized model {1: 1st order A, B, Bd, C, D, Dd; 2: 2nd order M, C, K, F, Fd}
----- INPUTS AND DISTURBANCES -----
0         NInputs   - Number of control inputs [0 (none) or 1 to 4+NumBl] (-)
3,5,6,7   CntrlInpt - List of control inputs [1 to NInputs] {1: nacelle yaw angle, 2: nacelle yaw rate, 3:
1         NDisturbs - Number of wind disturbances [0 (none) or 1 to 7] (-)
1         Disturbnc - List of input wind disturbances [1 to NDisturbs] {1: horizontal hub-height wind speed, 2

```

A.6 Ficheiro de Vento (wnd)

```

! Wind file for sheared 0 m/s wind with 0 degree direction.
! Time      Wind      Wind      Vert.      Horiz.      Vert.      LinV      Gust
!          Speed      Dir      Speed      Shear      Shear      Shear      Speed
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
0.1  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0
9999.9 0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0

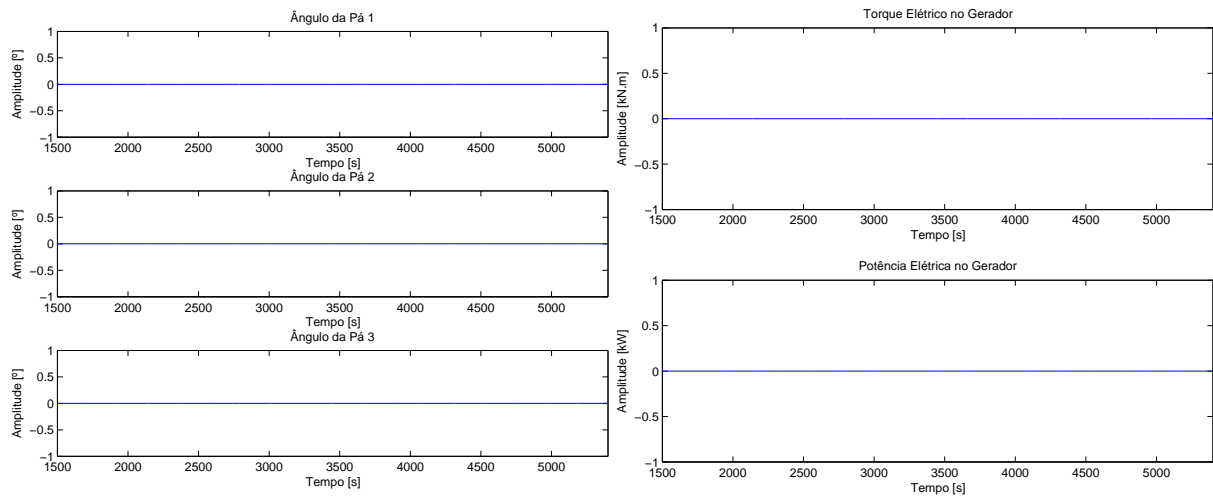
```


Anexo B

Resultados da Simulação do Modelo Não Linear

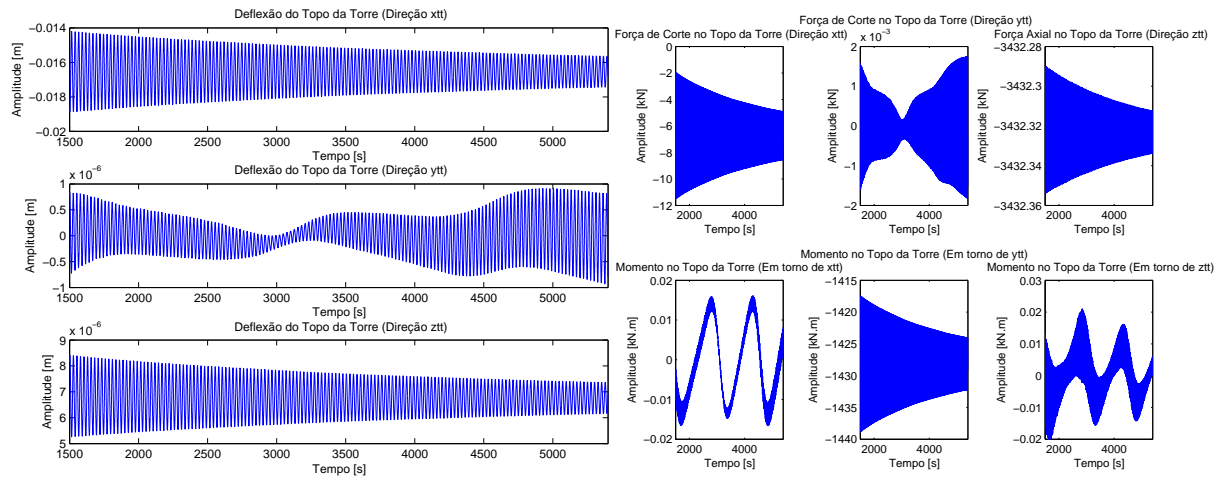
Os resultados deste anexo reportam-se às simulações descritas nas secções 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 do capítulo 5.

B.1 Resultados da Simulação 1



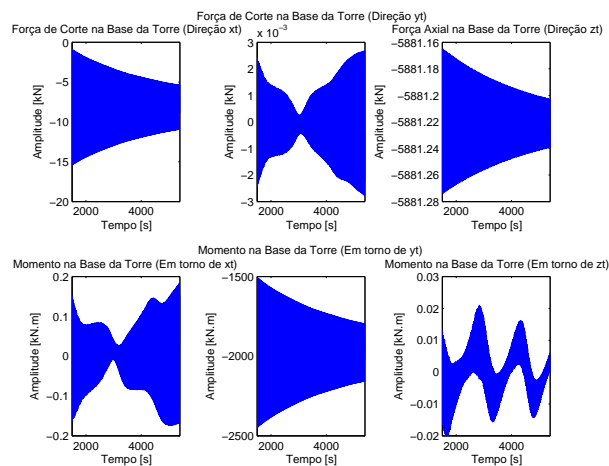
(a) Ângulo das pás.

(b) Torque e potência elétrica no gerador.



(c) Deslocamentos no topo da torre.

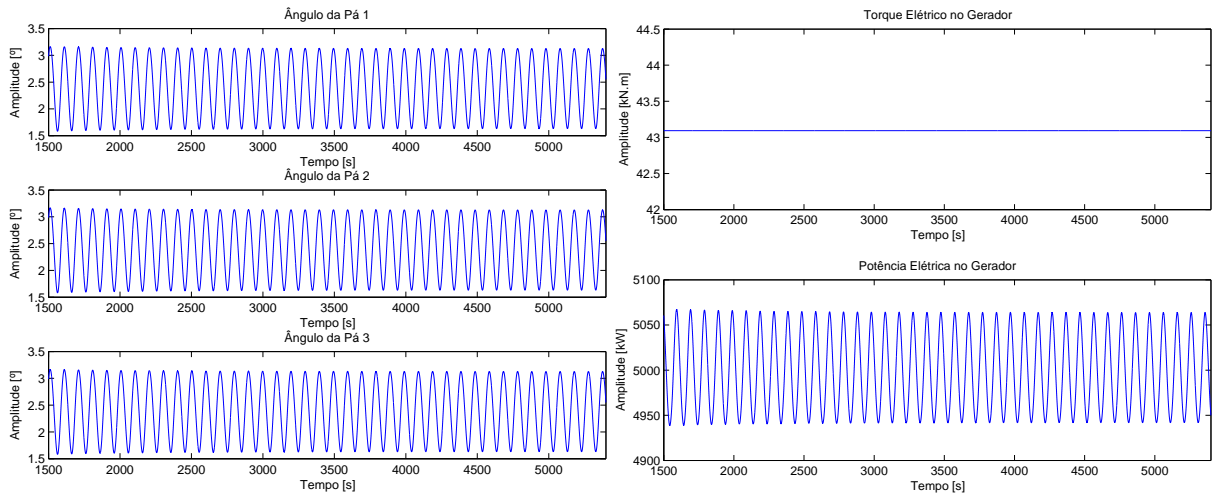
(d) Forças e momentos no topo da torre.



(e) Forças e momentos na base da torre.

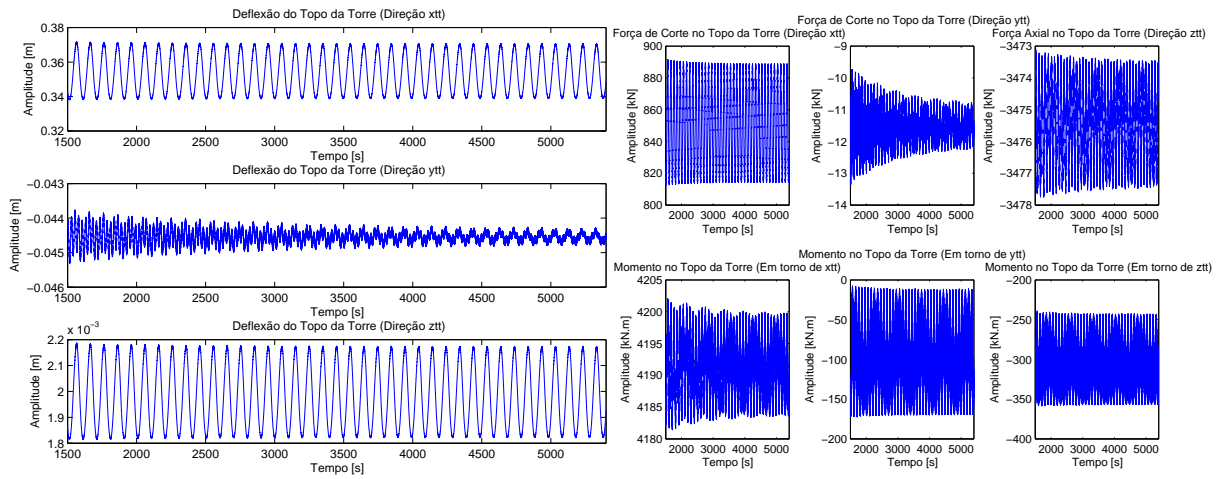
Figura B.1: Simulação 1 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre.

B.2 Resultados da Simulação 2



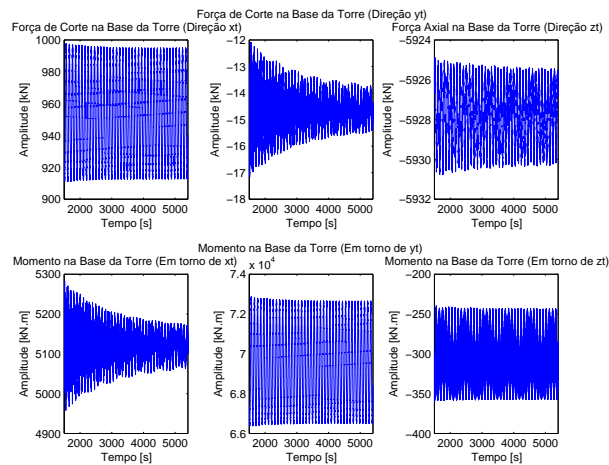
(a) Ângulo das pás.

(b) Torque e potência elétrica no gerador.



(c) Deslocamentos no topo da torre.

(d) Forças e momentos no topo da torre.



(e) Forças e momentos na base da torre.

Figura B.2: Simulação 2 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre.

B.3 Resultados da Simulação 3

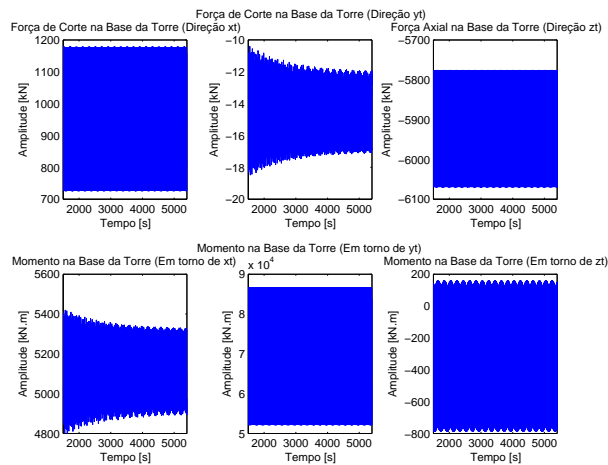
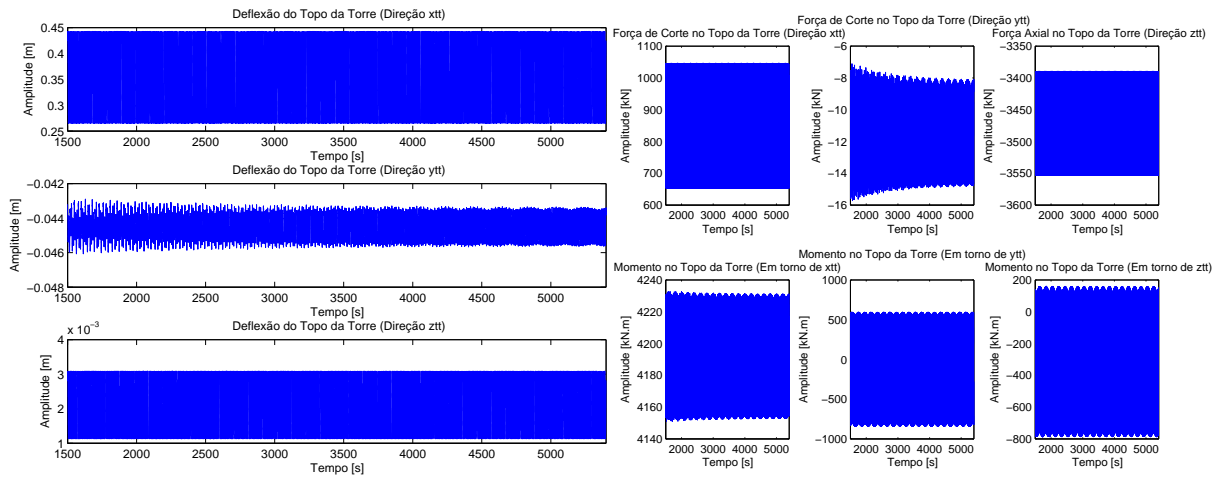
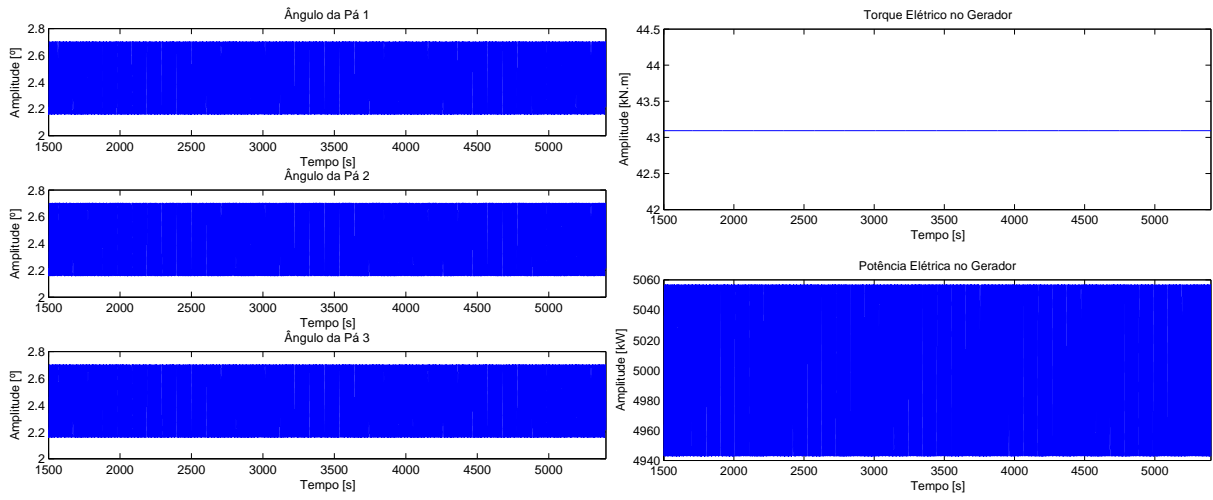
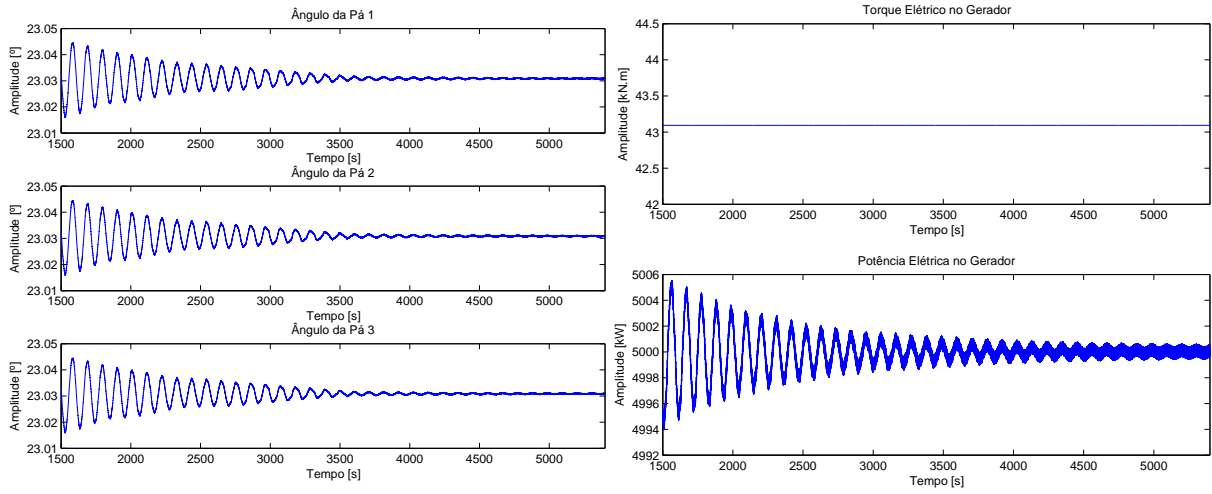


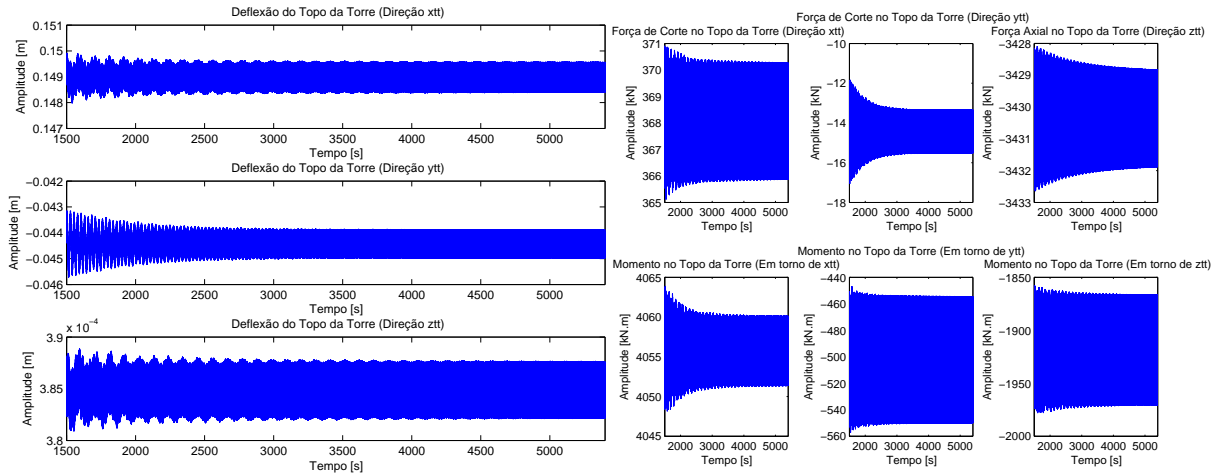
Figura B.3: Simulação 3 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre.

B.4 Resultados da Simulação 4



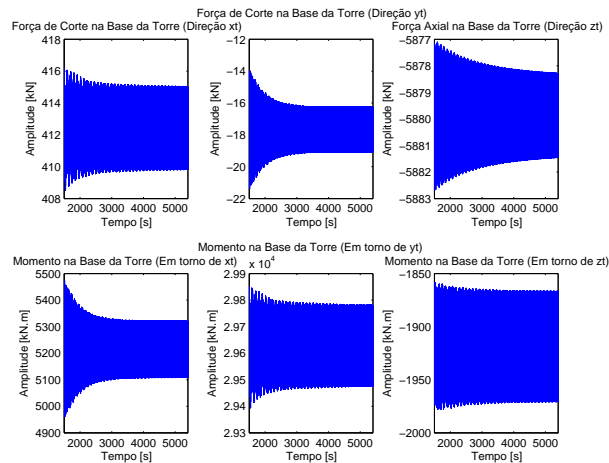
(a) Ângulo das pás.

(b) Torque e potência elétrica no gerador.



(c) Deslocamentos no topo da torre.

(d) Forças e momentos no topo da torre.



(e) Forças e momentos na base da torre.

Figura B.4: Simulação 4 - Ângulo das pás, torque e potência elétrica do gerador, deslocamentos no topo da torre, forças e momentos no topo da torre e forças e momentos na base da torre.

Anexo C

Resultados da Simulação do Sistema Controlado

Os resultados deste anexo reportam-se às simulações capítulo 7.

C.1 Resultados do Sistema Controlado em Função Tranferência

Os resultados desta secção reportam-se às simulações da sub-secção 7.4.1 presente na secção 7.4 do capítulo 7.

C.1.1 Resultados para Condições Determinísticas

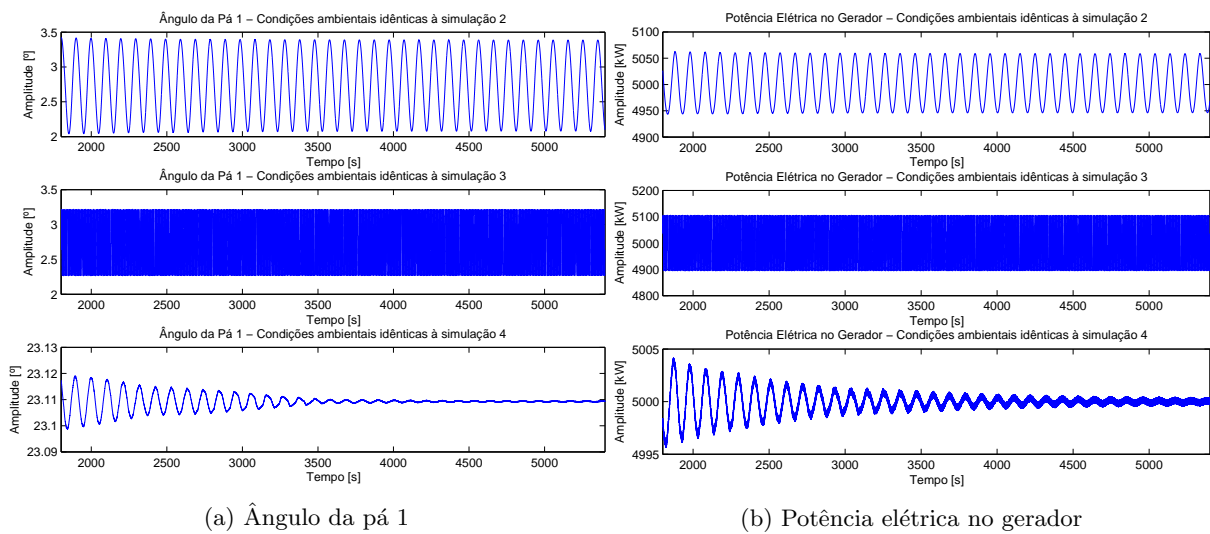


Figura C.1: Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de simulação idênticas às simulações 2, 3 e 4

C.1.2 Resultado para Condições Não Determinísticas

Resultado para Condições Irregulares com Vento Irregular de Média 11.7 m/s

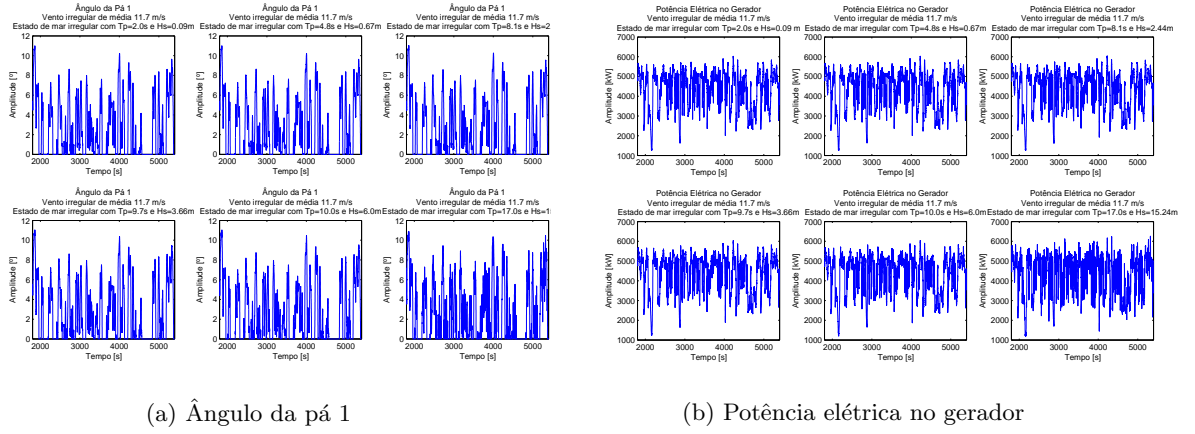


Figura C.2: Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 11.7 m/s e diferentes estados de mar irregulares.

Resultado para Condições Irregulares com Vento Irregular de Média 25 m/s

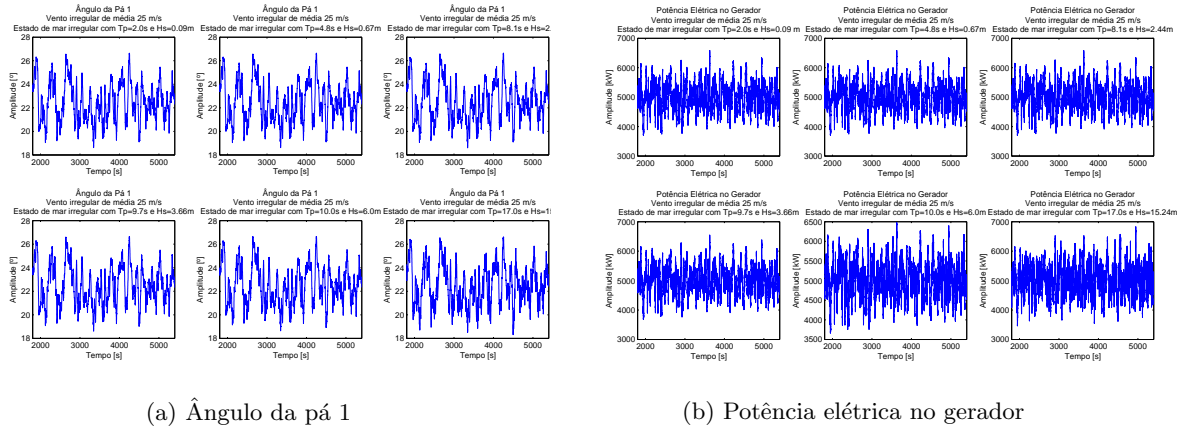


Figura C.3: Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 25 m/s e diferentes estados de mar irregulares.

C.2 Resultados do Sistema Controlado em Espaço de Estados

Os resultados desta secção reportam-se às simulações da sub-secção 7.5.1 presente na secção 7.5 do capítulo 7.

C.2.1 Resultados para Condições Determinísticas

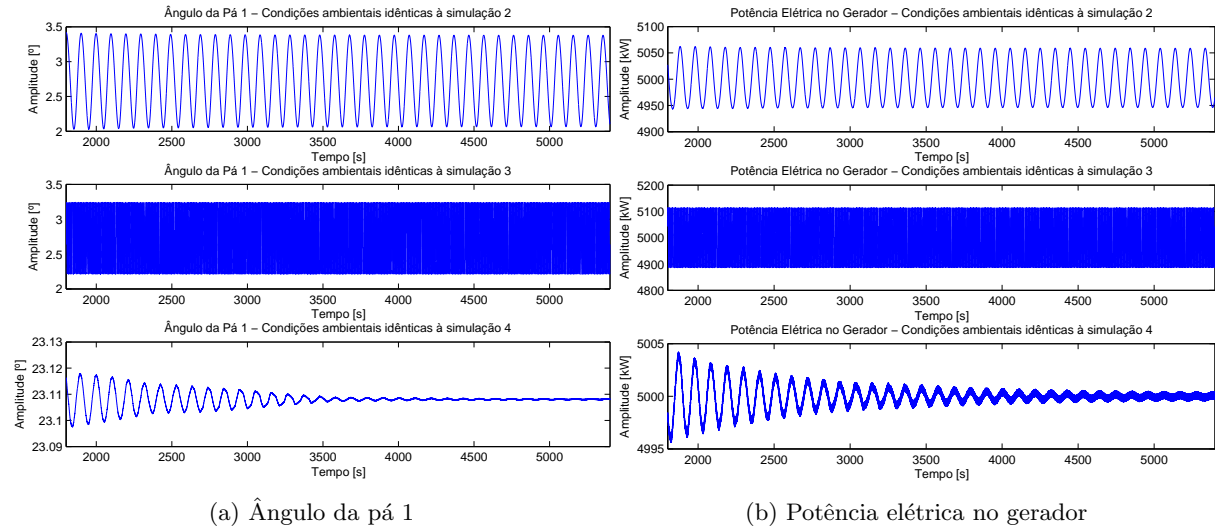


Figura C.4: Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de simulação idênticas às simulações 2, 3 e 4

C.2.2 Resultado para Condições Não Determinísticas

Resultado para Condições Irregulares com Vento Irregular de Média 11.7 m/s

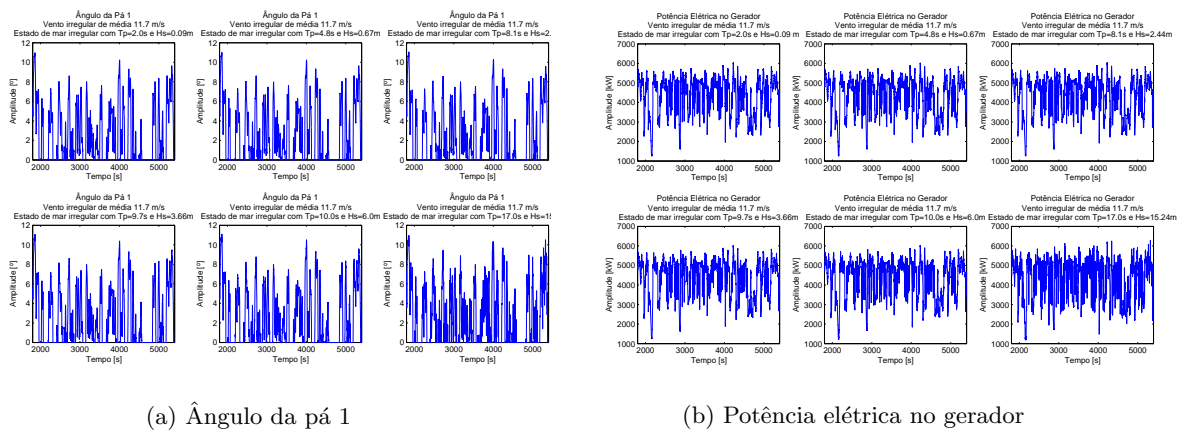
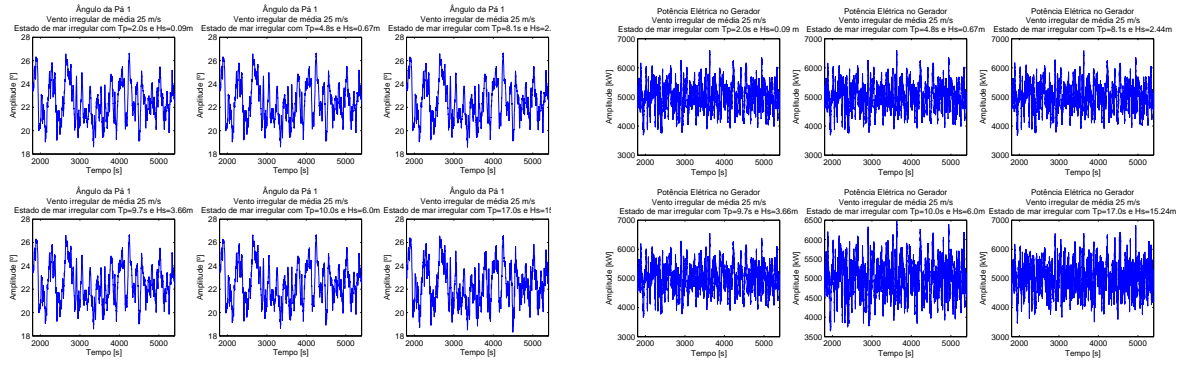


Figura C.5: Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 11.7 m/s e diferentes estados de mar irregulares.

Resultado para Condições Irregulares com Vento Irregular de Média 25 m/s



(a) Ângulo da pá 1

(b) Potência elétrica no gerador

Figura C.6: Ângulo da pá 1 e potência elétrica no gerador para condições de vento irregular de média 25 m/s e diferentes estados de mar irregulares.